

UNIVERSIDAD CARLOS III  
DE MADRID  
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**PROYECTO FIN DE CARRERA**

I.T.I. Electricidad

SISTEMA DE GESTIÓN DE DEMANDA DE  
INTERRUMPIBILIDAD

**AUTOR:** Juan Díaz Largacha

**DIRECTOR:** Departamento de Ingeniería Eléctrica

**TUTOR:** Fernando Soto Martos

Leganés, 27 de abril de 2011



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad



## INDICE GENERAL

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>5</b>
<b>2. OBJETIVOS .....</b>	<b>8</b>
<b>3. EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL .....</b>	<b>9</b>
3.1 GENERACIÓN .....	9
3.2 RED (TRANSPORTE) .....	16
3.3 LA DEMANDA .....	19
<b>4. LA GESTIÓN DE LA DEMANDA .....</b>	<b>22</b>
4.1 CURVA DE DEMANDA DIARIA Y ESTACIONARIA .....	23
4.2 GESTIÓN DE LA DEMANDA .....	27
4.3 GESTIÓN DE LA DEMANDA E INTEGRACIÓN DE RENOVABLES .....	30
4.4 GESTIÓN DE LA DEMANDA DE INTERRUMPIBILIDAD .....	31
<b>5. INTERRUMPIBILIDAD Y NORMATIVA .....</b>	<b>33</b>
5.1 INTERRUMPIBILIDAD EN ESPAÑA .....	33
5.1.1 ANTECEDENTES .....	34
5.1.2 ORDEN ITC 2370/2007 .....	35
5.1.3 PROTOCOLO DE COMUNICACIONES SCECI .....	44
5.1.4 PRUEBAS DE ÓRDENES DE INTERRUMPIBILIDAD .....	50
<b>6. APLICACIÓN INFORMÁTICA PARA EVALUAR EL SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD ..</b>	<b>52</b>
6.1 ALCANCE DE LA APLICACIÓN .....	52
6.2 PARÁMETROS BÁSICOS DE LA APLICACIÓN .....	52
6.3 DISEÑO .....	53
6.4 MANUAL DE .....	59



<b>7. CASOS PRÁCTICOS. CONSUMIDORES INDUSTRIALES .....</b>	<b>66</b>
7.1 CASOS DE ESTUDIO .....	66
7.1.1 CONSUMIDOR PLANO .....	68
7.1.2 CONSUMIDOR MODULAR .....	70
7.2 CUMPLIMIENTO DE CONDICIONES .....	74
7.3 CÁLCULOS DE RETRIBUCIÓN SEGÚN PERFILES.....	81
7.3.1 CONSUMIDOR PLANO .....	81
7.3.2 CONSUMIDOR MODULAR .....	88
<b>8. CONCLUSIONES .....</b>	<b>99</b>
<b>9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>101</b>





## 1. INTRODUCCIÓN:

El sistema eléctrico español se encuentra a día de hoy en un estado de transición hacia un modelo basado en las energías renovables. No obstante, este cambio de modelo energético, para que pueda ser sostenible, requeriría de un cambio en el modo de consumir electricidad, hoy en día.

Además en ocasiones el sistema puede encontrarse al límite de su capacidad en el balance de generación-demanda, con eventuales problemas para el tránsito de toda la potencia solicitada a través de la red de transporte y distribución eléctrica.

En este proyecto fin de carrera se pretende analizar una de las herramientas utilizadas por el Operador del Sistema (REE), para la solución de estos problemas, la interrumpibilidad eléctrica o Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad.

Escenario:

¿Cuál es el problema que pretende solucionar esta herramienta?

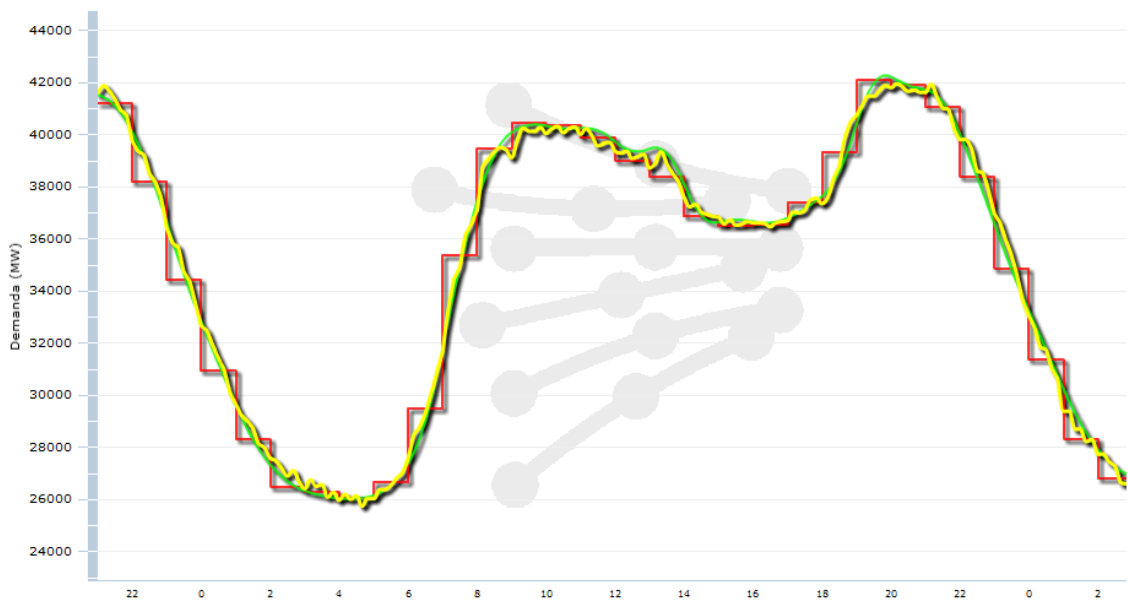
El sistema eléctrico español, con altas tasas de crecimiento en las últimas décadas, se recupera ahora del shock provocado por la crisis económica que estalló en 2008, con cada vez más dificultades para la construcción de nuevas instalaciones de transporte y generación de electricidad, pero, recuperándose ya del impacto de la desaceleración económica, la tendencia de la demanda vuelve a ser creciente, aunque con menores tasas de crecimiento que en la década pasada

Por otra parte, el conveniente aprovechamiento de recursos energéticos renovables (energías hidráulica, eólica y solar), necesario y positivo por cuestiones medioambientales, añade una mayor incertidumbre a la operatividad del sistema

Si se observa la curva de demanda diaria del sistema eléctrico en un día cualquiera, (ver figura 1.1), se notará que, de forma cotidiana, existen unas horas del día en las que la demanda de energía es muy superior a otras (horas punta sobre horas valle), lo que provoca que el sistema eléctrico deba estar dimensionado para aportar una potencia de un valor elevadísimo, (no siendo estas infraestructuras utilizadas la mayor parte del tiempo), o a comprar energía a otros sistemas en momentos puntuales de especial demanda energética.



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad



Demanda (MW) a las 03:00 de 02/02/2011    Real = 26590    Prevista = 26872    Emisiones CO2 (t/h) = 6039

Figura 1.1: Curva de demanda eléctrica del día 1 de Febrero de 2011 (Fuente: página web de REE, demanda en tiempo real):

En estas circunstancias, se identifican dos problemas en el sistema eléctrico español. Uno cotidiano, que consiste en un desaprovechamiento de los recursos energéticos naturales disponibles en momentos en que la demanda de energética es baja, (posibles vertidos de energías renovables), de forma habitual, y otro, que puede aparecer en momentos puntuales de elevada demanda energética, donde el dimensionamiento de las infraestructuras energéticas (tanto la generación de electricidad como para transporte y distribución), pudiera quedarse pequeño.

¿Qué es la gestión de la demanda y cómo puede ayudar a solucionar este problema? (conceptos de modulación e interrumpibilidad)

La gestión de la demanda es la planificación e implementación de aquellas medidas destinadas a influir en el modo de consumir energía, de manera que se produzcan los cambios deseados en la curva de la demanda. Cuando lo que se busca es desplazar parte del consumo de una franja horaria a otra, a esta forma de gestionar la demanda la llamaremos modulación. El fin de la modulación es desplazar parte de la demanda de energía de las horas punta y las horas valle, a fin de, con los mismos recursos energéticos, ser capaces de abastecer la creciente demanda energética, o incluso, si fuera posible, escoger de entre los recursos existentes aquellos menos dañinos para el medio ambiente.



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

A fin de garantizar el suministro eléctrico a los consumidores, es conveniente disponer de herramientas que flexibilicen la operatividad del sistema para dar respuestas rápidas y eficientes ante eventuales situaciones de emergencia. Para conseguirlo, determinados sistemas eléctricos como el español, se han dotado de la herramienta conocida como interrumpibilidad, consistente en obtener disminuciones del consumo eléctrico ante una petición ordenada por el Operador del sistema (OS), bajo unas determinadas condiciones acordadas entre las partes. Por esto los proveedores del servicio, en general grandes consumidores de electricidad, obtienen una retribución por su servicio, siempre que se ofrezca en las condiciones establecidas. De esta manera, frente a un problema en el sistema, la interrumpibilidad se presenta como una herramienta para aplicar por el OS en situaciones de emergencia. Es una herramienta de operación.

El sistema de gestión de demanda de interrumpibilidad en España está regulado según la ITC 2370-2007 (BOE\_3-08-2007).



## **2. OBJETIVOS DEL PROYECTO**

En el presente proyecto se estudiarán las características del Sistema de Gestión de la demanda de interrumpibilidad existente en el sistema eléctrico español, a fin de analizar la conveniencia de su contratación, para según qué tipo de consumidores industriales, dependiendo de sus perfiles de consumo y bajo qué condiciones contractuales.

Tras realizar un análisis del entorno legal y estado del sistema eléctrico, se diseñará una herramienta informática que permita analizar para distintos perfiles de consumo, a fin de identificar los descuentos que estos consumidores obtendrían con según qué condiciones contractuales en la prestación del servicio de interrumpibilidad.



### 3. EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Para entender el fin del presente proyecto es imprescindible hacer un análisis previo del estado del sistema eléctrico español, conocer los problemas actuales y futuros, y los factores que intervienen en su funcionamiento.

En adelante se verán algunas de las principales características del sistema eléctrico español.

#### 3.1 GENERACIÓN:

Tradicionalmente la generación de energía eléctrica en España ha estado ligada al carbón, con una dependencia muy fuerte por este recurso, cuya extracción era también parte importante de la industria minera del país.

Influida por las políticas medioambientales de conciencia ecológica surgidas en la Unión Europea y de proyección mundial con la firma del Protocolo de Kyoto (1997), consciente de la necesidad de rebajar de forma drástica los niveles de emisiones de CO<sub>2</sub> (y otros gases de efecto invernadero) a la atmosfera, y habiéndose convertido el sistema eléctrico español en dependiente de las importaciones de carbón del exterior, (dada la baja calidad y poca eficiencia energética del carbón nacional), si sumamos ello los efectos de la moratoria nuclear establecida por el gobierno de Felipe González, con desacuerdo entre los dos principales partidos políticos sobre la conveniencia de continuar con la implantación de centrales nucleares en el territorio español (que supone la imposibilidad de hacer planes al respecto a largo plazo), y viéndose imposible ampliar el parque de generación hidráulica, ya al máximo de sus capacidades, España se ve en el reto de buscar nuevas fuentes de energía poco o nada contaminantes que permitan aumentar la potencia instalada a fin de poder abastecer a todo el territorio español, de creciente demanda de consumo eléctrico por encontrarse entonces en plena expansión económica), e ir desplazando los sistemas más contaminantes en pos de estas nuevas tecnologías.



Figura 3.1 Mapa de generación eléctrica peninsular, balear y canario, 2010 (Fuente:REE)

Esto, cuando comienza el siglo XXI, y con el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, provoca una sucesiva transformación del parque de generación eléctrica español, con la prioridad de sustituir las viejas centrales de carbón, no solo muy contaminantes, sino además cada vez menos rentables, y dependientes de importaciones, con lo que de negativo supone la adquisición en el extranjero de materias primas para el funcionamiento del sistema eléctrico español.



El éxito de este plan fue relativo, ya que exigió la implantación de numerosas centras térmicas de gas, muy similares en cuanto a disponibilidad y funcionamiento a las centrales clásicas de carbón, aunque más ágiles en cuanto a su puesta en marcha, y mucho menos costosas y contaminantes, (obsérvese el gráfico sobre emisiones de CO<sub>2</sub> según fuente de generación eléctrica de la figura 3.2), alcanzando únicamente un 28,4% de sus objetivos, dado el retraso que tuvo la implantación de la energía solar y el bajo rendimiento de este sistema respecto a lo esperado.

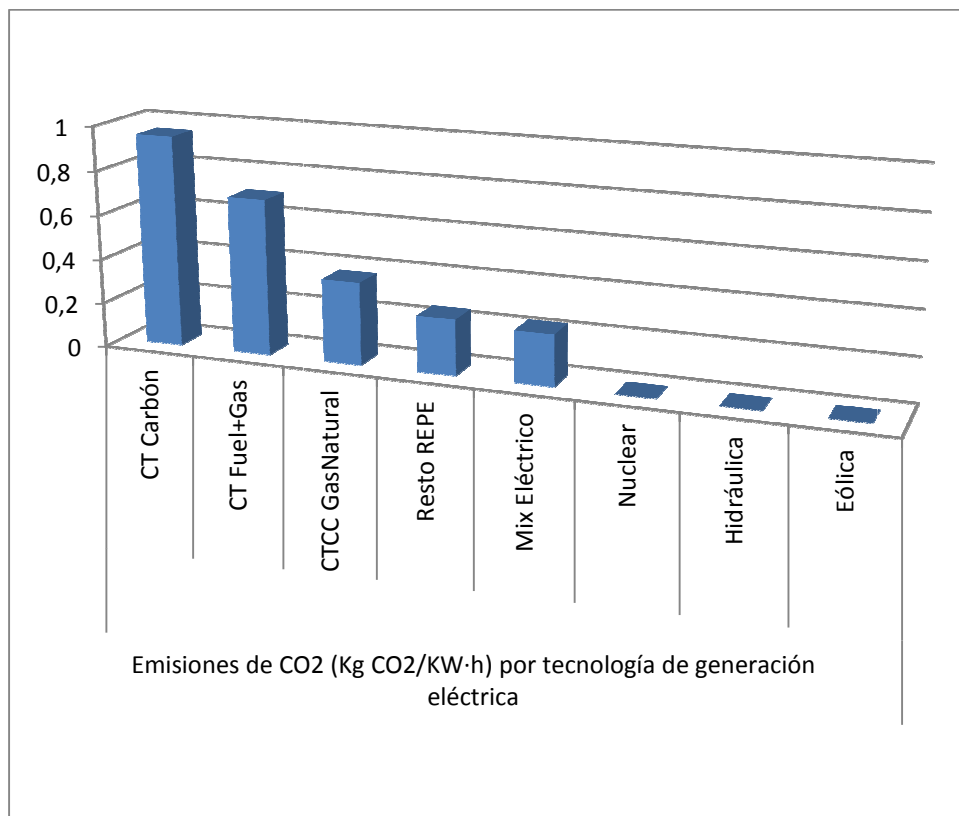


Figura 3.2 Emisiones de CO<sub>2</sub> por tecnología de generación eléctrica (Fuente: Elaboración propia con datos de Plan de Energías Renovables PER 2005-2010, MITYC).

El Plan de Energías Renovables para el período 2005-2010, aprobado en Agosto de 2005 con el compromiso de alcanzar el 30,3% de la energía eléctrica de origen renovable, alcanzó, gracias al fuerte impulso de la energía eólica, un porcentaje incluso superior, en torno al 30,62% de producción eléctrica de origen renovable. Durante estos cinco años, además, creció de forma muy pronunciada la generación de ciclos combinados (ciclos gas-vapor, más eficientes que las centrales de gas de un solo ciclo), del mismo modo que muchas centrales de gas fueron reconvertidas a ciclos combinados a fin de aumentar su rendimiento. La energía solar, lejos de lo

esperado, experimentó solo un ligero aumento, a partir de 2008 provocado por el auge de la energía termosolar, así como por la aparición de grandes parques solares de la prometedora energía fotovoltaica, de muy bajo rendimiento y altísimo coste de instalación. Todo esto se puede ver en los siguientes gráficos de las figuras 3.3 y 3.4, que representan la potencia instala y energía producida por los distintos sistemas de generación durante 2010 y el histórico de la evolución de la participación de cada una de ellas en la generación de electricidad desde 1999 a 2009.

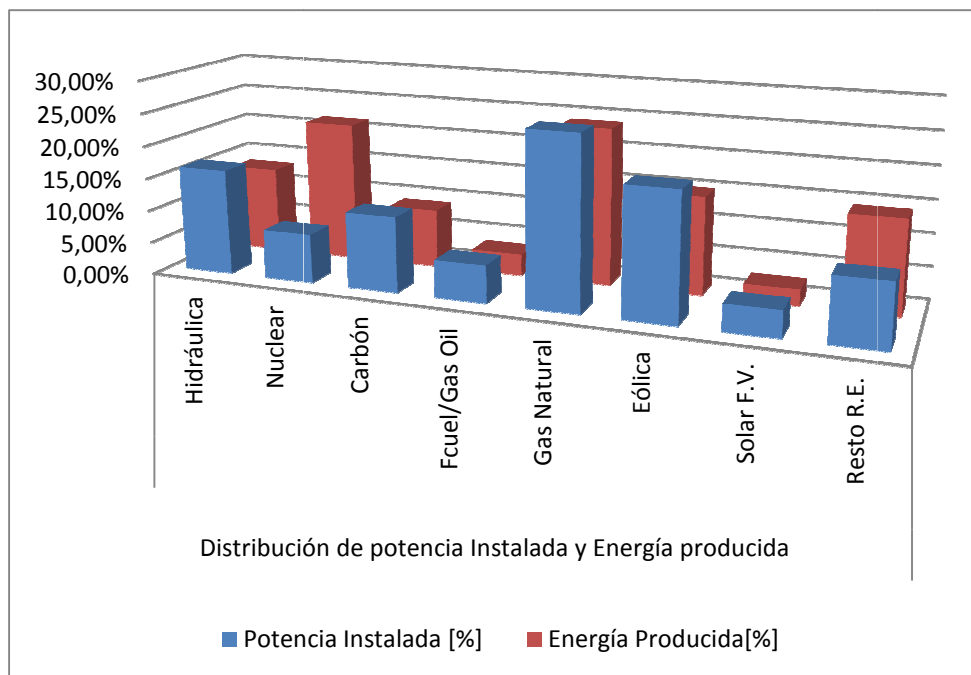


Figura 3.3 Distribución de potencia instalada y energía producida en España-2010 (Fuente: Elaboración propia con datos de Avance informe anual 2010,REE).

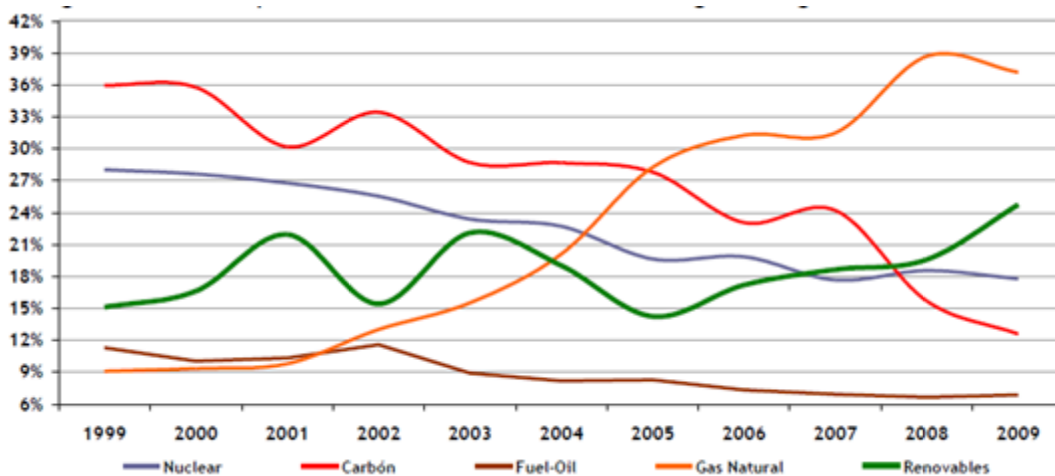


Figura 3.4 Evolución de Energía de la participación de las distintas fuentes de energía eléctrica en España 1999-2010 (Fuente: informe anual REE 2009).



Es por tanto el actual, un momento de gran desarrollo e implantación de energías renovables, siendo en España la gran apuesta en este sentido la energía eólica, y con un fuerte desarrollo también de generación solar, (fotovoltaicas y fotoeléctricas en menor medida, y termosolares en pleno auge), sumado a la aparición paulatina de nuevos sistemas como la energía mareomotriz o la geotérmica, y existiendo una fuerte apuesta por los ciclos combinados, como sustitutivo directo de las centrales térmicas de carbón.

El Factor de Emisiones Medio de 2009 del Sistema Eléctrico Peninsular es de 0,233 KgCO<sub>2</sub>/kWh. Esto supone un descenso del 16% con respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub> del año 2008 (0,278 KgCO<sub>2</sub>/kWh) y del 32% con respecto a las del 2007 (0,343 KgCO<sub>2</sub>/kWh). Además en el primer trimestre de 2010 han disminuido un 44% con respecto a las del mismo periodo del año anterior, alcanzando la cifra récord de 0,099 KgCO<sub>2</sub>/kWh en Marzo de este año.

Sin duda, el Sector Eléctrico está haciendo bien su trabajo, convirtiéndose además en exportador de energía, mejorando la Balanza Comercial (ver figura 3.5 y tabla 3.1), hecho que tradicionalmente no ocurría. Pero hay que tener en cuenta que la producción hidráulica descenderá en épocas menos lluviosas. Y aquí precisamente es donde debiera entrar la generación con energía solar, ya sea fotovoltaica o termoeléctrica.

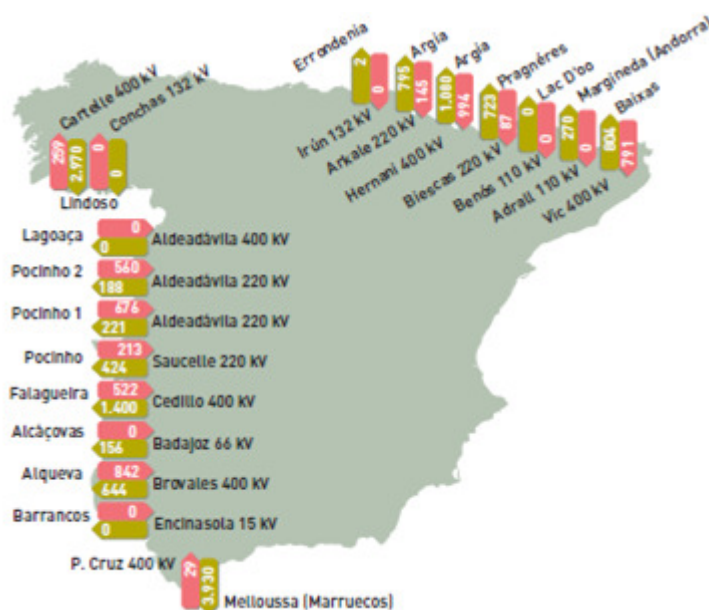


Figura 3.5 Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica, España-2010 (Fuente: Avance informe anual 2010,REE).



	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
2006	4410	-5458	-229	2002	-3280
2007	5487	-7497	-261	-3479	-5750
2008	2889	-9439	-278	-4212	-11040
2009	1590	-4807	-299	-4588	-8104
<b>2010</b>	<b>-1387</b>	<b>-2931</b>	<b>-270</b>	<b>-3902</b>	<b>-8490</b>

\*Saldo positivo importaciones, saldo negativo exportaciones.

Tabla 3.1 Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica, España-2010 (elaboración propia con datos Avance informe anual 2010,REE)

Dicho esto cabe preguntarse, ¿Cuál es el escenario futuro? ¿Cuál es el mix de generación estimado para la siguiente década?

La Directiva de 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, fija como objetivos generales conseguir una cuota del 20 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020. En España, el objetivo se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020 —mismo objetivo que para la media de la UE—, junto a una contribución del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte para ese año.

Con el fin de diseñar un escenario que cumpla las condiciones establecidas por el Parlamento Europeo, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio realizó un estudio similar a los planes renovables vistos anteriormente, el “Plan de acción nacional de energías renovables de España (PANER) 2011-2020”, en él se muestran los escenarios supuestos para el futuro a 10 años vista en lo que se refiere a energía primaria (no solo energía dedicada a generación eléctrica, sino toda la energía consumida en el país). Allí se puede ver la gran apuesta por las energías renovables que se hace en España a futuro, con una fortísima reducción de la utilización de combustibles fósiles, y un significativo y progresivo aumento de la importancia de los recursos energéticos renovables, próximo al 40%, y un crecimiento también significativo del consumo de gas natural.

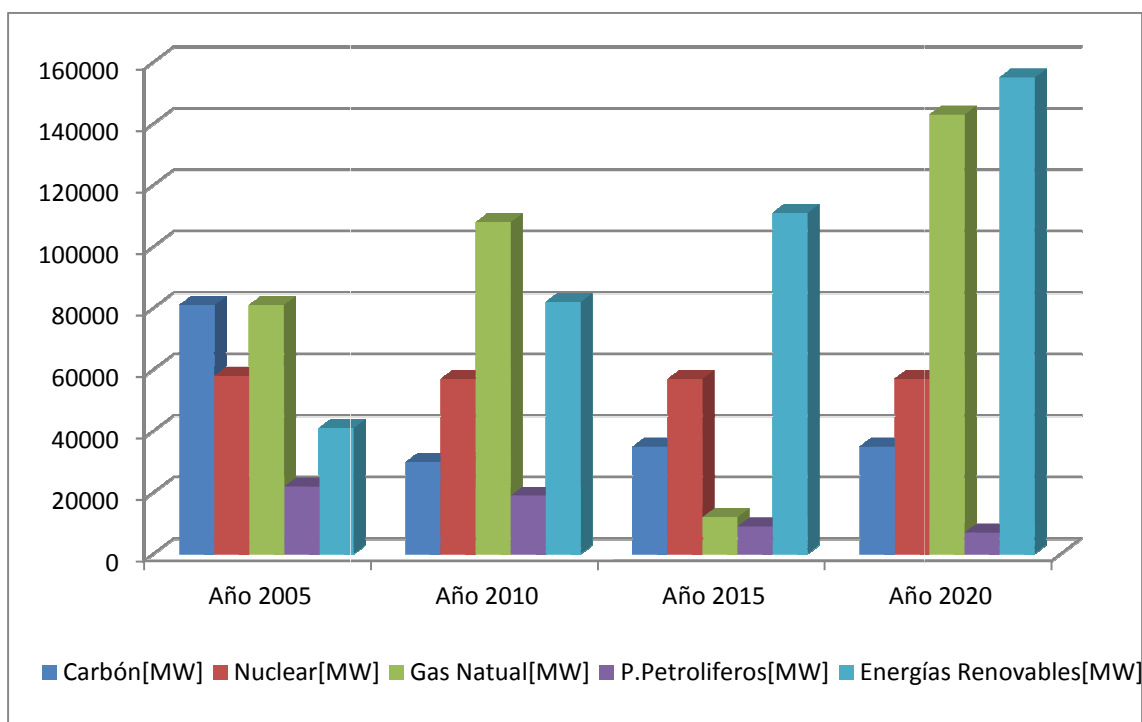


Figura 3.6 Evolución de la aportación de las distintas fuentes de energía primaria, históricas y previstas (Elaboración propia con datos PANER 2011).

Este gráfico (3.6) representa la evolución prevista de la energía primaria aportada por cada fuente, estimando los valores hasta el año 2020 en intervalos de 5 años. En él se puede ver como progresivamente, las energías renovables irán aumentando hasta ser la principal fuente de energía, superando incluso al gas natural, del que también se proyecta un crecimiento importante. En términos relativos, destaca la solar termoeléctrica, con un fuerte incremento en su producción eléctrica, en un factor 13,42 respecto al nivel de 2010. Le acompañan la biomasa y biogás cuyas producciones, se espera, pasen a experimentar significativos aumentos, entre un 7% y un 12,6% de media anual a lo largo del periodo 2009-2020. Asimismo, cabe citar la incorporación de nuevas tecnologías, aún hoy poco visibles, como la eólica marina, la geotérmica y las energías del mar, que irán cobrando cada vez un mayor protagonismo, especialmente en el caso de la eólica marina. Estas tecnologías emergentes, en conjunto, supondrán en el horizonte del 2020 una aportación al mix eléctrico equivalente a la producción eléctrica derivada de los productos petrolíferos.

El vehículo eléctrico, cuya implantación es cada vez más próxima, permitirá la progresiva sustitución del petróleo por energía eléctrica, en la medida de lo posible de origen renovable.

Es un hecho que nos enfrentamos a un aumento del consumo de energía eléctrica, y estamos inmersos en una política energética que supone cambios en las fuentes de generación.

### 3.2 REDES (TRANSPORTE)

Un aumento de la potencia instalada en generación conlleva, por lo general, un crecimiento de la red de transporte de electricidad, como parte de las infraestructuras indispensables para hacer llegar la electricidad a los consumidores. Por consiguiente, con el aumento de la potencia generada en España, ha habido un desarrollo paralelo de los kilómetros de red de transporte instalada.

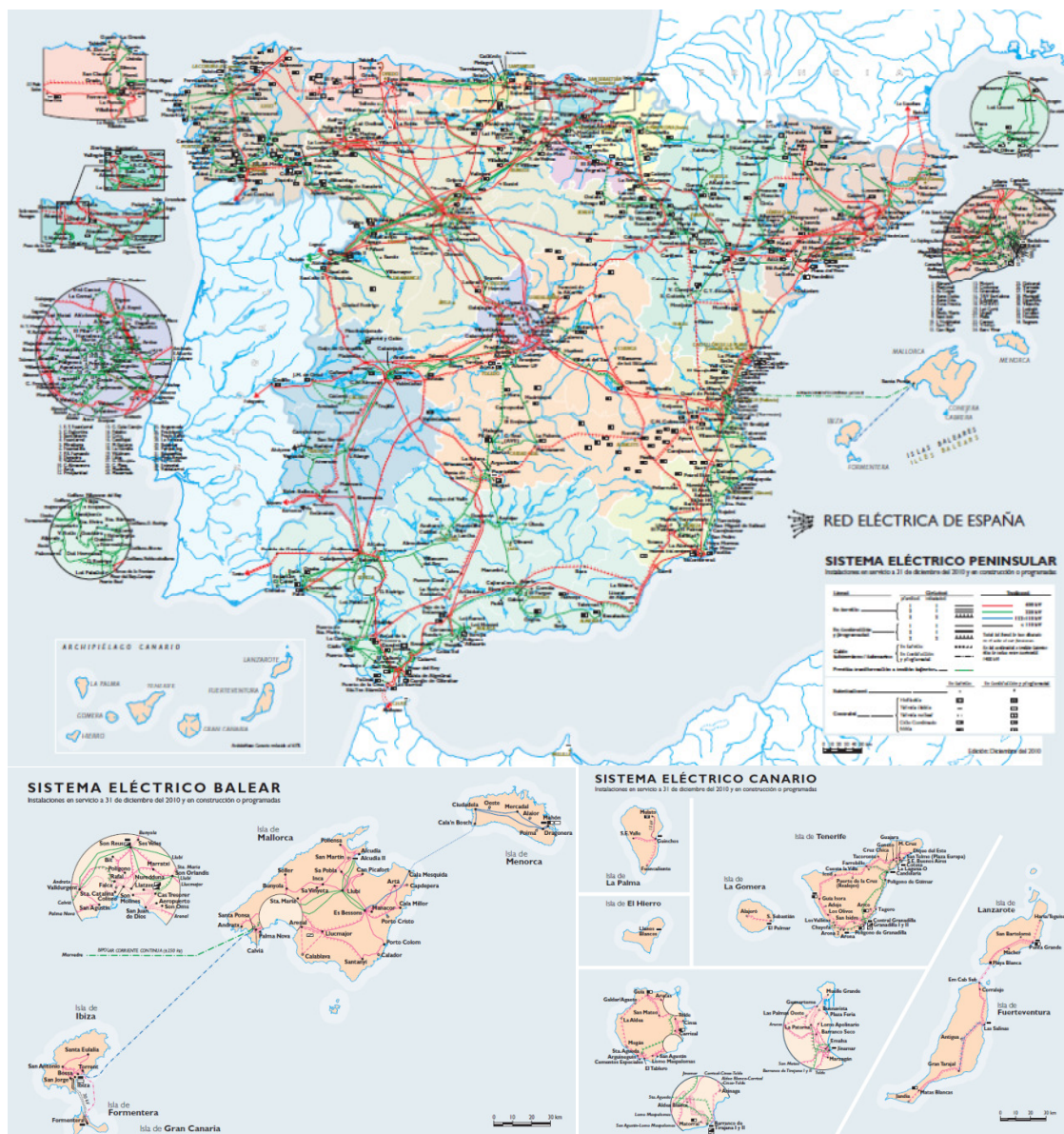


Figura 3.7 Red de transporte peninsular, balear y canario, 2010 (Fuente: REE).



Durante el año 2009, Red Eléctrica continuó elaborando los estudios de previsión tanto de la demanda eléctrica como de su cobertura. Red Eléctrica, como operador de los sistemas insulares y extrapeninsulares, elabora también, tanto las previsiones de demanda y puntas de potencia, como la estimación de las necesidades del equipo generador en estos sistemas. Las instalaciones propiedad han sufrido cambios bruscos por la compra de activos a las empresas tradicionales.

### Red de transporte peninsular

La red de transporte ha aumentado en el 2010 en 686,3 km, lo que supone que al finalizar el año la red peninsular tendrá 35.797 km de circuitos.

Km de circuito	2006	2007	2008	2009	2010
400 kV	17.042	17.172	17.724	18.015	<b>18.576</b>
220 kV y menor	16.772	16.813	16.955	17.095	<b>17.221</b>
<b>Total</b>	<b>33.814</b>	<b>33.985</b>	<b>34.679</b>	<b>35.110</b>	<b>35.797</b>

Tabla 3.2 Evolución de la red de transporte peninsular 2006-2010 (Fuente: Avance informe 2010 REE)

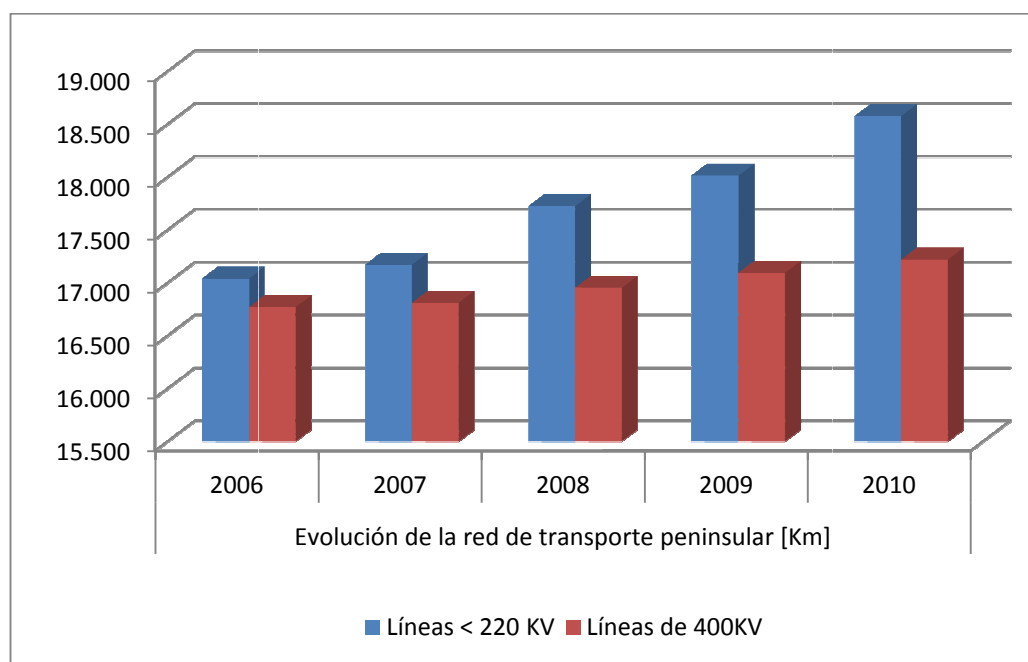


Figura 3.8 Evolución de la red de transporte peninsular (Fuente: Avance informe 2010, REE).



Este crecimiento de la generación, y de la red de transporte, requiere un aumento de la capacidad de transformación, que se ha dado en España de forma paralela, incrementándose la capacidad de transformación en 2.000 MVA.

Evolución de las posiciones de subestaciones y capacidad de transformación:

Número de posiciones	2004(1)	2005(1)	2006	2007	2008	2009
400 kV	740	877	950	1.004	1.055	1.114
220 kV y menor	1.188	1.865	1.966	2.039	2.108	2.271
Total	1.928	2.741	2.915	3.042	3.162	3.385
Potencia (MVA)	2006	2007	2008	2009	2010	
Total	56.809	59.259	63.659	67.059	69.059	

\* Los datos del 2010 reflejan tres transformadores inventariados en este ejercicio con una capacidad conjunta de 2.000 MVA.

Tabla 3.3 Evolución de la capacidad de transformación peninsular (Fuente: Avance informa 2010, REE).

La red de transporte está compuesta por más de 35.700 kilómetros de líneas eléctricas de alta tensión y casi 3.400 posiciones de subestaciones, y cuenta con más de 69.000 MVA de capacidad de transformación. Estos activos configuran una red mallada, fiable y segura, que ofrece unos índices de calidad de servicio de máximo nivel al sistema eléctrico.

El Ministerio de Industria Turismo y Comercio, En 2008, aprobó el documento de planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, que tiene como finalidad garantizar la seguridad y la calidad del suministro energético. Este plan contempla un significativo programa de construcción de nuevas instalaciones eléctricas.

Con respecto a las interconexiones internacionales, las empresas Red Eléctrica y Réseau de Transport d'Electricité (RTE) firmaron a comienzos del 2008 un acuerdo para la construcción de una nueva línea por el este de los Pirineos, a fin de reforzar la interconexión con Francia, reforzar la seguridad de los dos sistemas y favorecer la integración de mayor volumen de energía renovable, especialmente de energía eólica del sistema ibérico.





## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

En 2009, para desarrollar esta interconexión, se ha creado la sociedad INELFE, participada al 50% por cada una de las empresas, que ha llevado a cabo los estudios técnicos, ambientales y financieros previos, y financiará el conjunto de los costes asociados a la construcción de la línea.

Respecto a las interconexiones con Portugal, durante el 2009, han continuado los trabajos de refuerzo de los ejes por el Duero y Andalucía, para alcanzar una capacidad mínima de intercambio comercial entre ambos países de 3.000MW.

### 3.3 LA DEMANDA:

Uno de los problemas más relevantes, con que se encontró en el pasado el sistema eléctrico español, ha sido la creciente demanda de energía, que obligó a tener un sistema de un volumen cada vez mayor, tanto en lo que se refiere a generación como al transporte y distribución de la electricidad.

A día de hoy, por motivo de la crisis financiera y la consecuente desaceleración económica, la demanda crece de forma más moderada, después de haber incluso decrecido, pero es de esperar que la tendencia vuelva a ser positiva tras la próxima recuperación.

La potencia demandada en un país guarda una relación directa con factores como el nivel de desarrollo del mismo, su producto interior bruto, sus condiciones climatológicas o el grado de industrialización en que se encuentre.

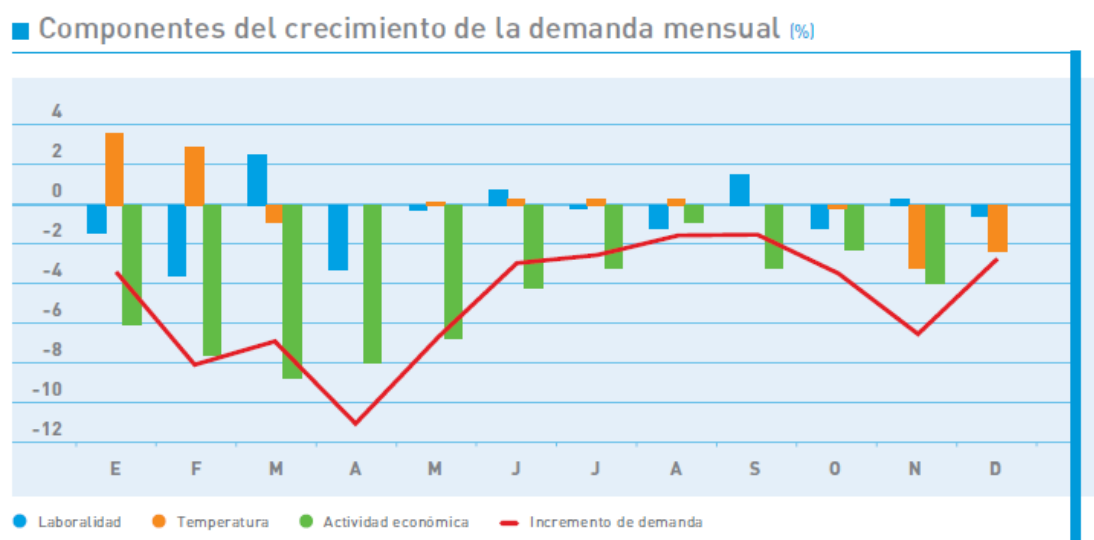


Figura 3.9 Componentes del crecimiento de la demanda mensual (Fuente: estudio REE)

Si se observa la Figura 3.9 se verá como el factor más determinante del crecimiento de la demanda mensual es la actividad económica. España ha experimentado un fuerte crecimiento económico en las últimas décadas, con un consecuente crecimiento de la demanda eléctrica, que solo se ha visto frenado en 2009 como consecuencia de impacto de la crisis económica que, aún hoy estamos sufriendo. No obstante, la tendencia de la demanda en el territorio español es creciente, aunque su ritmo de crecimiento no es ya tan pronunciado como en años anteriores.

Como se puede ver el siguiente gráfico (3.10) obtenido del PANER, donde se representan, no solo los valores históricos de potencia consumida en España, sino también una estimación de los futuros consumos de potencia.

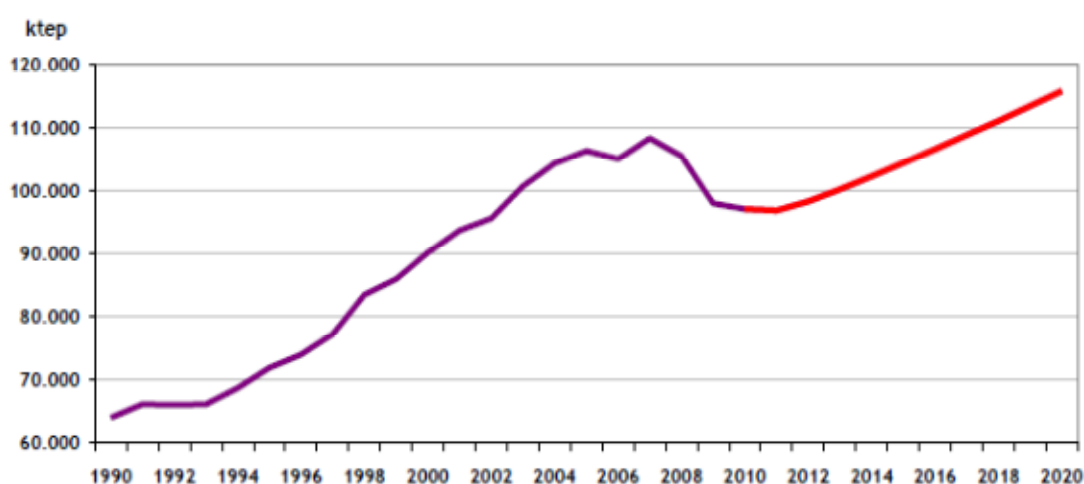


Figura 3.10 Histórico y estimación futura de la demanda de energía primaria en España (Fuente: PANER 2011).

En la Figura 3.11 se representa, además de los valores históricos de potencia consumida en España, una estimación de los futuros consumos de potencia. Se estima por tanto, que no solo se da ahora un momento de crecimiento de demanda, sino que se espera que esta tendencia continúe al menos durante los 10 próximos años, (hay que tener en cuenta para comprender este gráfico, que se prevé la próxima incorporación e implantación del vehículo eléctrico, que supondrá un aumento muy grande de la demanda eléctrica en detrimento del petróleo).

Este crecimiento de la demanda ha obligado a un consecuente aumento de la potencia instalada. No obstante, uniéndose a la conciencia creada, principalmente en la Unión Europea, con respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub>, la política energética de España ha cambiado, haciéndose una firme apuesta por las energías renovables, de las que se espera que, gradualmente, vayan desplazando a las energías más contaminantes, como las viejas centrales térmicas de carbón, que no solo suponen un problema a nivel de medio ambiente, sino que obligan a la importación de materiales fósiles del extranjero, dada la baja calidad del carbón existente en España.



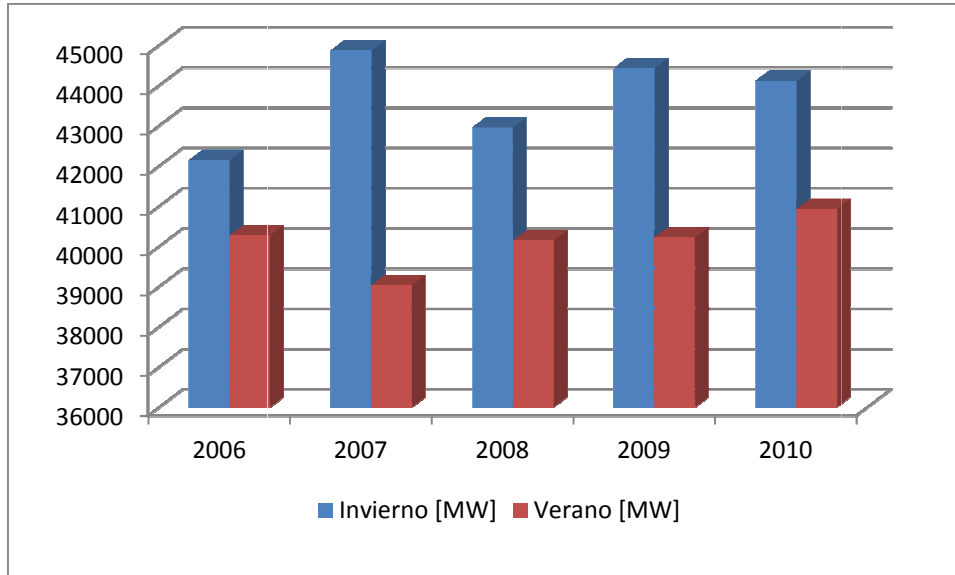


Figura 3.11 Histórico de puntas de consumo de verano e invierno, (Fuente: Avance Informe anual REE 2010)

No obstante si observamos las puntas de consumo de electricidad en el territorio nacional (Figura 3.10), veremos que su evolución no es igual a la de la energía anual consumida, sino que, por ejemplo, en 2009 con el estallido de la crisis económica, hubo un consecuente descenso de la potencia máxima solicitada, de hecho, esta potencia máxima, fue incluso superior a la máxima alcanzada en el año 2008.

## 4. LA GESTIÓN DE LA DEMANDA

Para entender el fin de la gestión de la demanda lo primero que hay que conocer es que la energía eléctrica no es almacenable. Aunque esto no es estrictamente cierto, pues bien existen infinidad de baterías, condensadores o sistemas más complicados de almacenamiento de energía, como las centrales hidráulicas de bombeo, la electricidad no es almacenable de forma significativa en grandes cantidades, de tal forma que pueda ser útil para el abastecimiento energético de un sistema eléctrico completo, en nuestro caso, el sistema peninsular español.

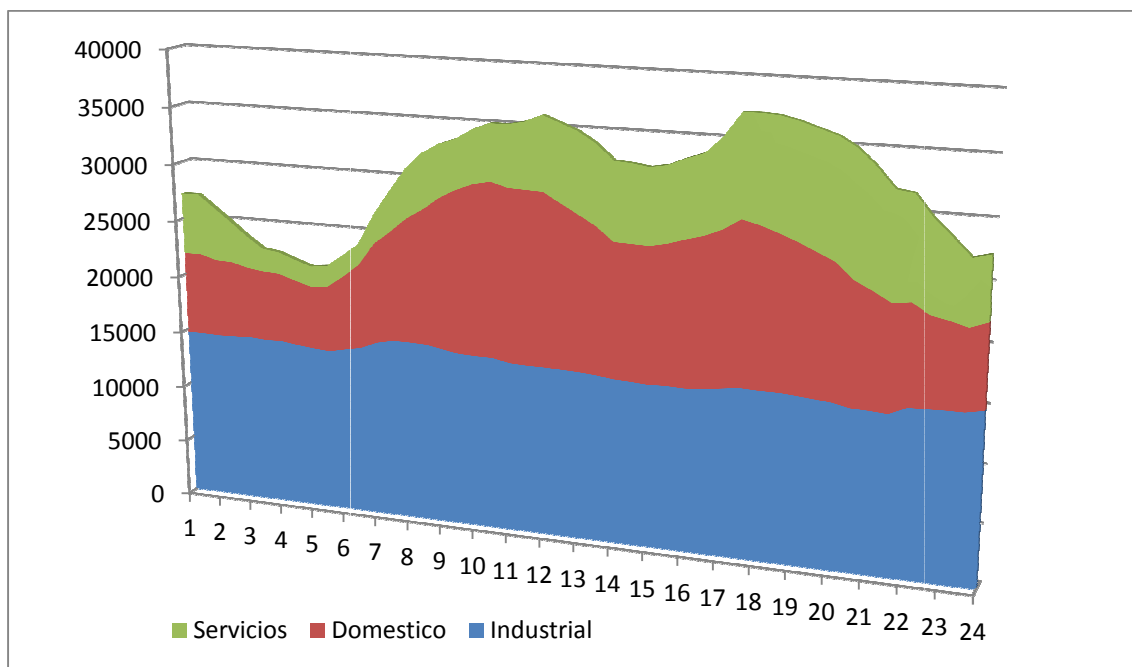


Figura 4.1 componentes de la demanda por sectores, España 2010 (Fuente: CNE)

Con la integración masiva de las energías renovables, conviene aprovechar la que éstas generan en el mismo momento en que se está produciendo, pues resulta además de menos costosa, más ecológica. En el sistema existe un equilibrio constante entre producción y consumo de energía eléctrica.

La gestión de la demanda es una herramienta que tiene el propósito de influir en la curva de demanda, por lo general incentivando el consumo en ciertas horas y penalizándolo en otras. De esa manera se facilita ese equilibrio, a la vez que se permite aumentar la eficiencia global del sistema eléctrico.



Para entender este concepto, y la influencia que tiene sobre el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, se explica a continuación como es la curva de demanda diaria en España, con sus características esenciales.

#### **4.1 CURVA DE DEMANDA DIARIA Y ESTACIONARIA**

La curva diaria supone el sumatorio de las potencias instantáneas solicitadas por todos los consumidores eléctricos a lo largo del día, es decir, el área que encierra bajo si representa el total de la energía consumida en un día.

Esta curva describe una forma característica de cada país, y se ve afectada por factores como la temperatura, la estación de año, el grado de desarrollo, la economía o forma de vida concretas del mismo, pues representa el consumo eléctrico asociado a los hábitos de la población que lo componen, así como por las industrias o servicios que allí se den.

La sociedad actual demanda electricidad de forma variable durante el día, pero desconoce cómo es su consumo. El inicio de la jornada laboral, el cierre de comercios al mediodía, o el regreso a los hogares por la noche, son algunos ejemplos que explican por qué la demanda no es idéntica ni las 24 horas del día, ni los 7 días de la semana.

Existen, no obstante, unas pautas de consumo que ayudan al Operador del Sistema eléctrico peninsular español en sus previsiones de demanda:

- Las horas punta, o de mayor consumo eléctrico, son las horas en las que es más costoso producir electricidad porque es necesario que funcionen las centrales más caras y también con más emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Las horas nocturnas son las de menor consumo (horas valle) debido a la reducción de la actividad en casi todos los sectores, pero a partir de las 6.00 horas se produce un ascenso con el inicio de la jornada laboral.

En invierno, las horas punta se dan entre las 11.00 y 12.00 horas por la actividad en empresas/servicios y en los hogares (uso de hornos y cocinas) o bien, entre las 19.00 y 20.00 horas por la confluencia entre actividad comercial y ocupación de los hogares. Sin embargo, en verano las horas punta de demanda se producen en las horas centrales del día, coincidiendo con las horas de mayor temperatura.

Para el mayor aprovechamiento de los recursos energéticos, visto desde el punto de vista de un Operador del Sistema, la curva idónea debería crecer o decrecer siguiendo el comportamiento de los recursos energéticos más limpios y menos costosos económicamente, para así poder hacer uso de ellos de forma óptima.

Si la curva de demanda, por ejemplo, fuese una recta horizontal, esto permitiría al Operador del Sistema una planificación de la generación y evitaría muchas veces la utilización de fuentes de generación muy contaminantes.

Es igualmente importante para el operador del sistema el poder predecir la demanda, para así poder disponer de la potencia solicitada en cada momento de la forma más optima posible.

Las figuras 4.2 y 4.3, extraídas de la página web de Red Eléctrica de España, representan el comportamiento típico de la demanda en los meses de invierno y verano (días 13 de Enero de 2011 y 22 de Julio de 2010). Dependiendo de distintos factores (climáticos principalmente), las curvas pueden ser más o menos pronunciadas, (más frio en invierno, y más calor en verano, hacen más pronunciadas las curvas, por el uso de sistemas de climatización), del mismo modo que otro factores actuarán de otro modo, por ejemplo, la mayor actividad económica desplazaría la curva completa hacia arriba.

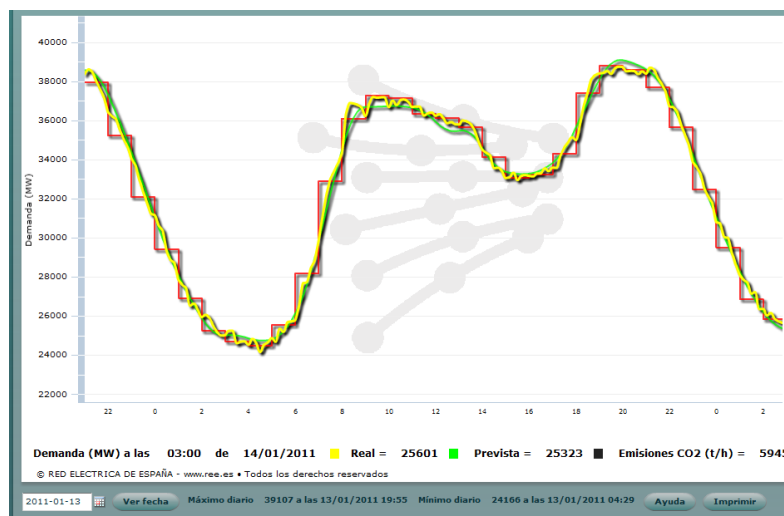


Figura 4.2 Demanda diaria representativa día invierno, España 2011 (Fuente: REE, demanda en tiempo real)

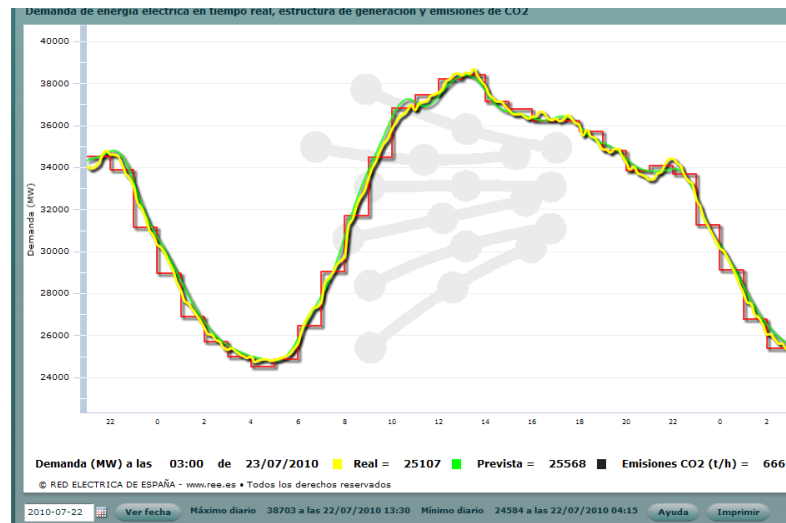


Figura 4.3 Demanda diaria representativa día verano, España 2010 (Fuente: REE, demanda en tiempo real)

Si se analiza la curva de demanda diaria, característica de varias épocas representativas del año, se observa que hay unos patrones que se repiten de forma general, tanto en lo referente a las horas del día, como cuando se estudia el histórico de cada año. De esta forma, en determinados momentos del día (las horas punta), la demanda eléctrica es mucho más elevada que en otros (horas valle), lo que obliga al sistema a estar sobredimensionado en gran parte del día, trabajando cerca de sus límites en otros.

En España, se aprecian por tanto dos patrones de comportamiento diferenciados en la curva de la demanda, (invierno y verano). Las diferencias entre estos son la hora en la que se obtiene la punta de demanda, y el número de picos que posee esta curva. Mientras que en invierno la curva de demanda tiene dos picos diferenciados, uno en torno a las 11 de la mañana y otro a las 8 de la tarde, tal como se puede ver en la figura 4.2, en verano la curva tiene un pico bien diferenciado a las 13 horas, claramente apreciable en la figura 4.3.

Este comportamiento supone por lo general el desaprovechamiento de los recursos naturales (mediante fuentes de energía renovables no utilizadas) en ciertas ocasiones, así como la obligación de trabajar muchas veces fuera de los puntos de funcionamiento óptimos de otras formas de generación.

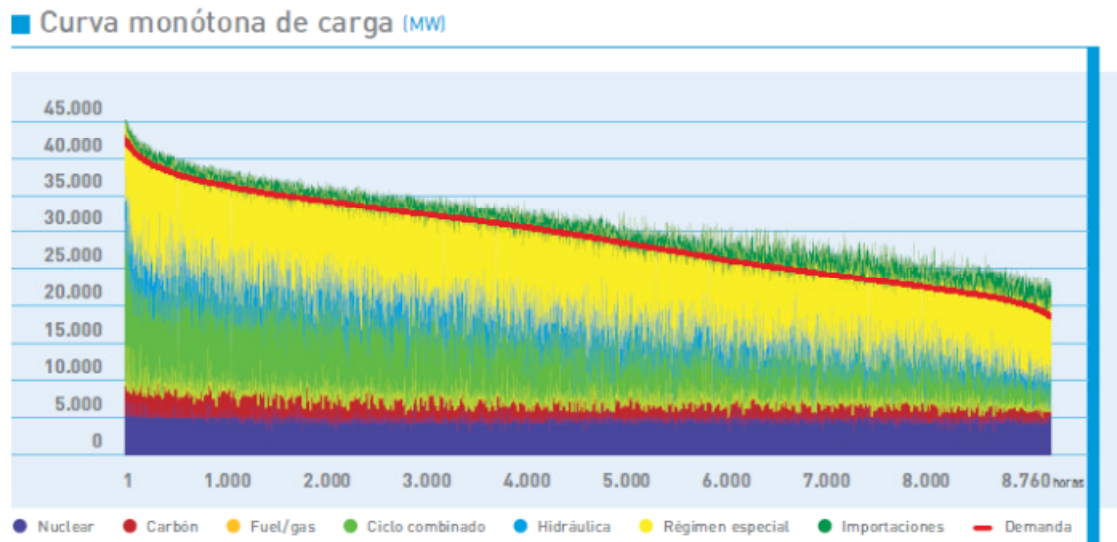


Figura 4.4 Curva monótona de carga, España 2010 (Fuente: Avance informe anual 2010, REE,)

La curva monótona de carga (figura 4.4) representa las potencias medias en cada hora, consumidas en las 8760 horas de un año, ordenadas de mayor a menor.

Si se observan las mayores potencias solicitadas (próximas al eje vertical), se ve que existe una rampa de subida fuerte para esos valores, es decir, durante pocas horas al año, hay unos picos de demanda elevadísimos, lo que hace necesaria la disponibilidad de una potencia instalada que termina por ser utilizada para muy pocas horas a lo largo del año, obligando a operar a los sistemas eléctricos cerca de sus límites de generación, transporte y estabilidad.

Concretamente en España, el sistema eléctrico tiene que sobredimensionarse para atender la demanda de unas pocas horas punta al año. Son necesarios unos 4000 MW, que equivalen a 10 centrales de ciclo combinado de 400 MW o 4 nucleares de 1000 MW, para atender las 300 horas de mayor consumo anuales o, en su defecto, se requieren importaciones de energía del exterior, para solucionar eventuales situaciones puntuales y, aún así, muchas veces las redes de transporte se quedan pequeñas en estos picos de demanda, viéndose saturadas e incapaces de hacer llegar a cada consumidor final la electricidad de forma estable y segura.

Una adecuada gestión de la demanda que favoreciera, desplazando consumo de horas punta a horas valle, haría el sistema, en su conjunto, más eficiente, y lo mantendría dentro de unos límites de operación seguros y fiables.



## 4.2 GESTIÓN DE LA DEMANDA

¿Qué es la gestión de la demanda?

La gestión de la demanda, según define REE, es la planificación e implementación de distintas medidas destinadas a influir en el modo de consumir energía para que se modifique el perfil de consumo diario. El objetivo de influir sobre la curva de demanda es contribuir a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> (y otros gases de efecto invernadero), a la mejor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico y a una mayor eficiencia energética del sistema eléctrico en su conjunto.

La gestión de la demanda integra una serie de medidas orientadas a modificar el consumo en distintos sentidos, y consecuentemente tiene un impacto diferente sobre la curva de diferente. Según este criterio se distinguen:

- 1) reducción del consumo: son las medidas orientadas a disminuir la demanda de forma general. El efecto sobre la curva de demanda (gráficamente) es desplazar la curva al completo hacia abajo, suele consistir, por lo general, en mejoras en la eficiencia de equipos y procesos, y en la concienciación sobre el uso de la energía de forma responsable.
- 2) desplazamiento del consumo de las horas punta a las horas valle (modulación): son las medidas que incentivan al consumidor, en la medida de lo posible, a trasladar su consumos mayores (con mayor potencia requerida), a las horas de menor solicitud energética global. La discriminación horaria, por ejemplo, incentiva al consumidor al uso de acumuladores de calor o, sencillamente, a la conexión de cargas de mayor potencia (electrodomésticos) en las horas más baratas, que se hacen coincidir con las horas valle, (gestión automática de cargas y cargas inteligentes).
- 3) llenado de horas valles: principalmente tecnologías de almacenamiento, como las baterías (próxima incorporación de los vehículos eléctricos) o centrales de bombeo.
- 4) reducción del consumo en las horas punta: se pretende disuadir a los usuarios de consumir en horas punta. La gestión automática de cargas puede ayudar a evitar que los picos sean muy elevados, y la interrumpibilidad juega un papel muy importante, como herramienta de reducción del consumo en eventuales situaciones de máxima demanda.

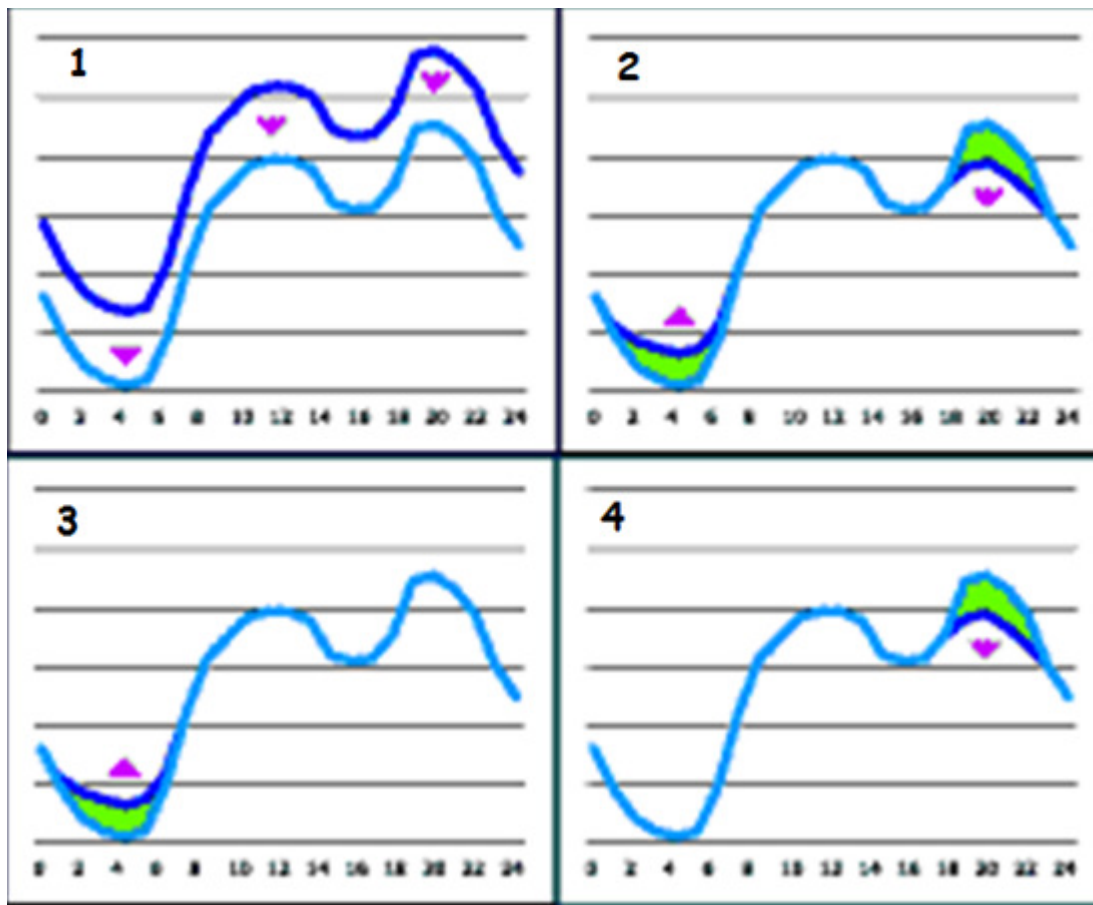


Figura 4.5 Medidas de gestión de la demanda (los números se corresponden con las medidas numeradas inmediatamente antes).

En la Figura 4.5 se muestran gráficamente los efectos de cada medida sobre la curva de demanda.

Cada una de estas distintas medidas, está orientada a modificar los hábitos de los, según qué, tipo de consumidores eléctricos. Es interesante hacer un desglose de la curva de demanda, para ver cómo consume cada sector, y en qué puede colaborar cada uno de ellos al aplanamiento de la curva de demanda.



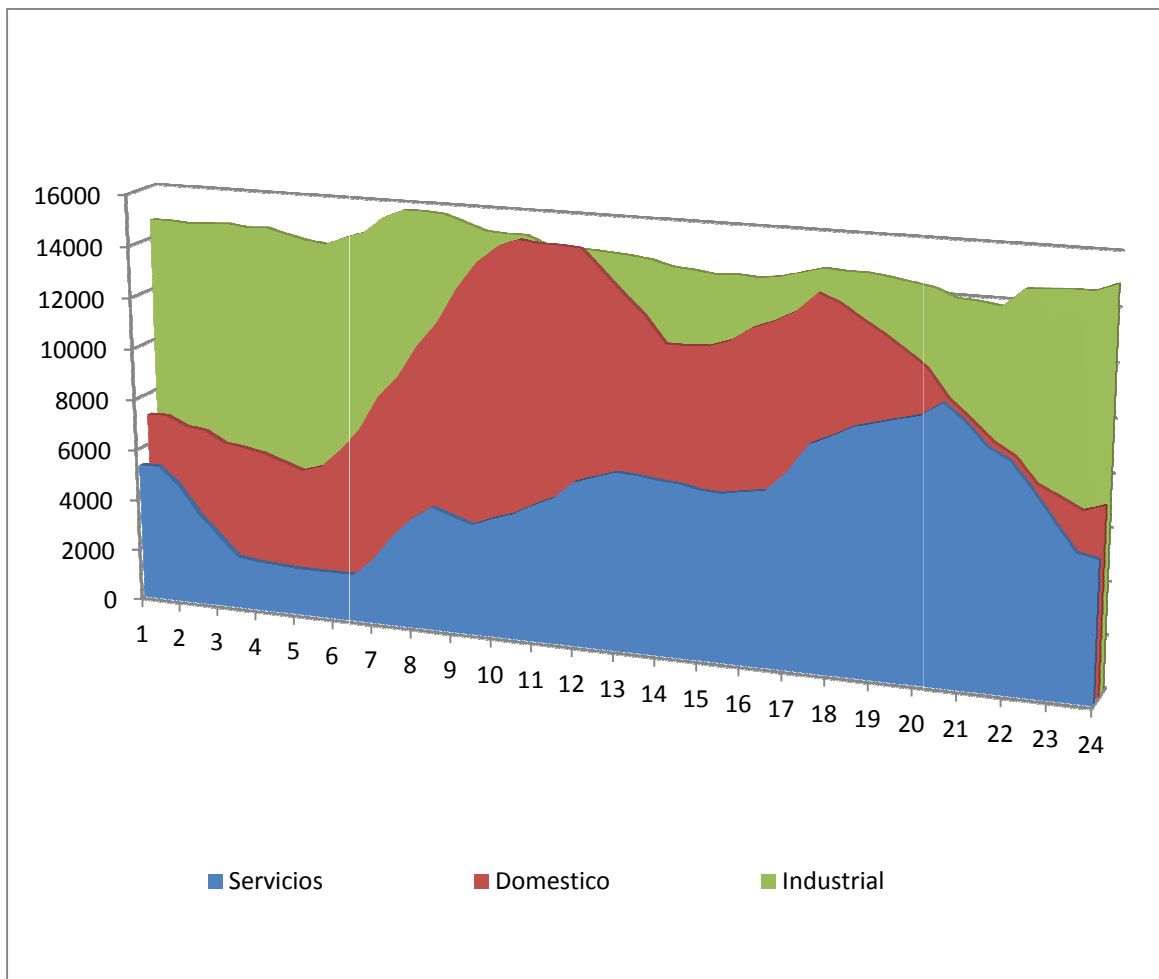


Figura 4.6 Componentes de la demanda diaria desagregados (Fuente: CNE)

Es obvio, haciendo este desglose, que las puntas de consumo están relacionadas con el consumo doméstico de electricidad, así como con el del sector servicios, mientras que los consumidores industriales son menos dependientes del momento del día, y consumen de una forma más uniforme y predecible. Los consumidores industriales, con su patrón de consumo (plano o modular) contribuyen a una mejor operación del sistema.

Existen continuas campañas de concienciación sobre el ahorro energético, a fin de reducir el consumo global; como la incentivación al uso de bombillas de bajo consumo, o campañas publicitarias estatales, orientadas principalmente a consumidores domésticos, del mismo modo que las empresas promueven muchas veces campañas internas de concienciación.

La modulación de la potencia en un sistema eléctrico, consistente en desplazar parte del consumo realizado en horas punta hacia horas valle, lo que se consigue incentivando económicamente a los consumidores o, en su defecto, penalizando los consumos en las horas punta mediante precios disuasorios. Dado que los consumidores, más dependientes de horarios, parecen ser los domésticos y el sector servicios, parece lógico

suponer que es en esos sectores donde se debe hacer hincapié para lograr un consumo más uniforme a lo largo de un día, y de forma similar, a lo largo de un año, ya que el factor climático/estacional es también muy determinante en los valores de demanda.

Existe a tal efecto una discriminación horaria (antiguamente tarificación nocturna), para los consumidores domésticos que lo deseen contratar, a fin de motivar e incentivar o no el consumo en ciertas horas (descuentos en horas valle del 51%) y en otras (aumento del precio en un 117'5% en horas punta); y existen también numerosísimos productos orientados a aprovechar estas oportunidades (cargas inteligentes, calefactores acumuladores de calor etc...), así como sistemas integrales de gestión activa de la demanda, en algunos casos previstos por la domótica.

No obstante el efecto sobre estos sectores, aunque notable, no es definitivo a la hora de aplanar la curva de demanda, ya que existe una notable diferencia entre este tipo de consumidores y los consumidores industriales: para un consumidor industrial la energía es una materia prima, no un fin último, mientras que para un consumidor doméstico se trata de un servicio imprescindible, y hará un uso de ella totalmente dependiente de su forma de vida, su horario, o la estación en que se encuentre y siendo así, para el consumidor doméstico, estos incentivos no son suficientes para cambiar su modo de consumo de una forma drástica.

### 4.3 GESTIÓN DE LA DEMANDA E INTEGRACIÓN DE RENOVABLES

La energía eléctrica no es almacenable en grandes cantidades y, por ello, es necesario que en cada momento se genere la cantidad precisa que se necesite. La gestión de la demanda supone un cambio de mentalidad en la forma de consumir electricidad. Mientras tradicionalmente se pensó en como generar electricidad en los momentos del día en que más demanda había, con la gestión de la demanda se pretende hacer un consumo eléctrico adaptado a la oferta energética.

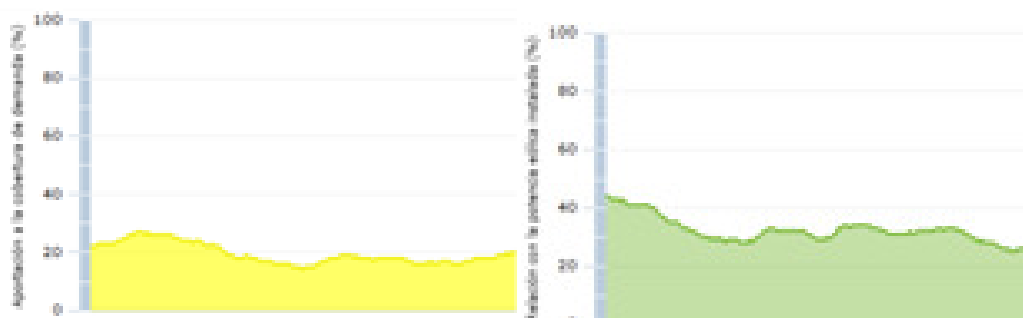


Figura 4.7 Aportación a la cobertura de demanda y disponibilidad de energía eólica 12-03-2011 (Fuente: página web de REE)



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

Los gráficos de la figura 4.7 muestran el desaprovechamiento de energía eólica un día en concreto, hecho que, con una correcta gestión de la demanda, podría haberse evitado, haciendo al sistema más eficiente.

Esta nueva mentalidad es consecuencia de la concienciación sobre la necesidad de utilizar energías renovables, que nos permitan el uso de recursos energéticos menos dañinos para el medio ambiente, y la gestión de la demanda consiste en la adaptación indispensable para el máximo aprovechamiento de los mismos.

Un uso sostenible de la energía, con el objetivo de contribuir al aplanamiento de la curva de la demanda, mediante un cambio en los comportamientos a la hora de consumir energía, supone una mayor eficiencia en el conjunto del sistema y una mejor integración de las energías renovables.

Para lograr este cambio destacan las medidas de eficiencia y ahorro energético, la discriminación horaria, la gestión automática de cargas, o el servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad.

Estas medidas tendrán un efecto final sobre la curva demanda en los distintos sectores, que supondrá un efecto sobre la curva de demanda global del sistema.

Lo que se trata por tanto de conseguir con la gestión de la demanda, en relación a las renovables, es facilitar la integración de estas energías en el sistema, en condiciones de seguridad, aprovechando al máximo la oferta que éstas aportan al sistema eléctrico, ya que, por ejemplo, la producción de energía eólica es muy variable y con frecuencia aumenta durante la noche, cuando no siempre es posible integrarla en el sistema, pues frecuentemente de noche la oferta es mayor que la demanda de electricidad.

### 4.4 GESTIÓN DE LA DEMANDA DE INTERRUMPIBILIDAD

El Servicio de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad está orientado a incentivar a los consumidores industriales, para que acepten disminuir su consumo, siguiendo una orden del OS y, por, otro modular su consumo, a fin de desplazar parte del mismo de horas punta hacia horas de menor requerimiento eléctrico. Para incentivar este comportamiento, los consumidores industriales, que se conviertan en proveedores del servicio, recibirán una contraprestación económica. Esto resulta positivo, tanto para el sistema, que se garantiza más seguridad en el suministro, y podrá hacer una optima utilización de energías limpias cuando estas estén disponibles, como para el consumidor, ya que verá reducido el importe de su factura de energía.



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

Como se vio en el estudio de la curva de demanda, a parte de la reducción del consumo de forma general, las otras dos preocupaciones del operador del sistema eléctrico se pueden resolver con el aplanamiento de la curva de demanda, ya que este aplanamiento, además de permitir una utilización más eficiente de los recursos energéticos, hace descender las puntas de consumo anuales, que obligan a sobredimensionar el sistema eléctrico.

Este servicio aúna dos conceptos, muy interesantes como herramientas para la garantía de suministro de energía a los consumidores finales en las mejores condiciones posibles, entendiendo como mejores condiciones el máximo aprovechamiento de las energías renovables cuando sea posible, y la utilización de todos los sistemas de generación eléctrica en su modo óptimo de funcionamiento, . Se trata de la interrumpibilidad y la modulación.

- Interrumpibilidad: Los consumidores industriales que reúnen los requisitos definidos en la normativa, pasan a ser proveedores de este servicio de gestión de la demanda, que, para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico en situaciones de emergencia, permite reducir la potencia activa demandada por los ofertantes del servicio hasta el valor de potencia residual requerido. Ello en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por Red Eléctrica, como operador del sistema, a los consumidores que hayan aceptado, a través de este cauce, convertirse en proveedores.
- Modulación: se incentiva económicamente a los consumidores industriales que, siendo ofertantes del servicio de interrumpibilidad, realicen la mayor parte de su consumo en las horas valle.

Especialmente interesante es el concepto de interrumpibilidad en sistemas aislados, como son, en España, los insulares de Canarias y Baleares, donde la oferta energética es muy reducida, con el agravante de la falta de interconexiones con otros sistemas eléctricos.

La interrumpibilidad, en cualquier sistema, también puede resolver situaciones de emergencia, donde no se pueda cubrir la demanda global del sistema, ya sea por imprevistos, como averías en sistemas de generación o redes de transporte, o paradas de mantenimiento de las mismas.

En función del valor de la potencia residual, y de otros factores referentes al nivel de modulación, se retribuirá de forma proporcional a la factura eléctrica de los ofertantes de este servicio.

## 5. INTERRUMPIBILIDAD Y NORMATIVA

El servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad está regulado en España por una normativa, actuando dentro de un marco legal dictado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

### 5.1 INTERRUMPIBILIDAD EN ESPAÑA:

Este servicio entró en vigor el 1 de julio de 2008, conforme a la Orden ITC 2370/2007 (26/07/2007, publicada en el BOE de 03/08/2007).

Como puede verse en la figura 5.1, al 1 de enero de 2010, según datos de REE, se encontraban en vigor 152 contratos de interrumpibilidad, de los cuales 142 corresponden al sistema peninsular, 9 al sistema canario y 1 al sistema balear, y la potencia interrumpible total de que disponen los operadores del sistema, en periodos de máxima demanda, alcanza aproximadamente 2163 MW, de los cuales 2112 MW corresponden al sistema peninsular, 49,2 MW al sistema canario y 1,8 MW al sistema balear.

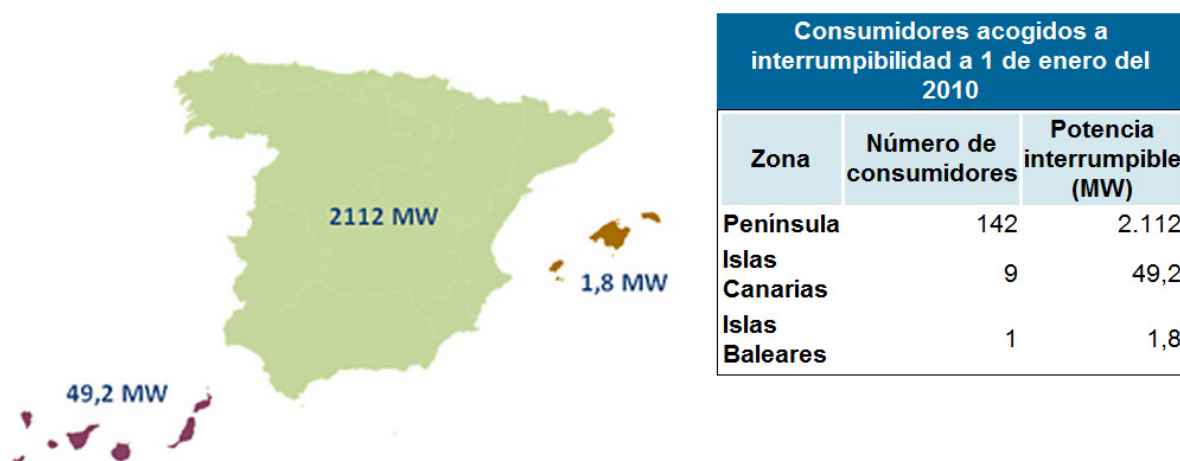


Figura 5.1 Potencia interrumpible contratada en España 1 de enero de 2010 (Fuente: REE)



La Orden ha requerido otros desarrollos normativos para regular las especificaciones técnicas de este servicio, los contratos a firmar con los consumidores, y los procedimientos de operación P.O. 14.9 y 15.1, necesarios para su aplicación. El marco normativo se completa con las disposiciones relativas al modelo de contrato y el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio. El Sistema de Comunicación, Ejecución y Control de la Interrumpibilidad (SCECI) es el conjunto de equipos, comunicados entre sí, que permiten la ejecución de las órdenes de interrupción y el seguimiento del grado de cumplimiento de las mismas.

### 5.1.1 ANTECEDENTES:

Hasta el 1 de Julio de 2008 no existía el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, regulado para los consumidores, pero sí existía un descuento por interrumpibilidad, aplicado como componente tarifario.

La necesidad de adaptarse a las directrices marcadas por la Unión Europea, de cara a continuar por la senda de integración económica, con el objetivo de consolidar un mercado común para bienes y servicios, obliga a España a que la energía eléctrica pueda ser intercambiada en un mercado propio sujeto a reglas competitivas, es decir, a la liberalización del mercado eléctrico español, que, en esta senda, ha experimentado recientemente cambios estructurales, orientados a aumentar la libre competencia.

Una de las medidas, orientadas a la liberalización del mercado eléctrico, fue la eliminación de la tarifa eléctrica regulada en Alta Tensión, y, en consecuencia, la antigua interrumpibilidad se sustituyó por la conocida como nueva interrumpibilidad, o sistema de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Las diferencias entre estas dos interrumpibilidades son:

- con el sistema antiguo se compensaba con un descuento en la tarifa eléctrica, mientras que ahora será el OS quién se encargue de la liquidación y facturación del servicio ofrecido por el consumidor.
- Antiguamente la habilitación para ejercer de cliente interrumpible la daba la DGPEM, mientras que hoy el OS es también el habilitador (lo son DGPEM y OS, de forma conjunta).
- Antiguamente el contrato de suministro interrumpible era quinquenal. Ahora el contrato del sistema de gestión de la demanda se formaliza con el OS y es anual, prorrogable año a año.



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

- La potencia interrumpible ofertada se calculaba antes a partir de la contratada, mientras que hoy se utiliza la potencia media demanda.
- 3 incumplimientos anuales ó 5 en total, en las órdenes de reducción de potencia, eran motivo para la cancelación de los descuentos, mientras que con la nueva interrumpibilidad dos incumplimientos son el límite, y se penalizan económicamente.
- Hay cambios en los tipos de interrupciones que se pueden solicitar por el OS, que permiten flexibilizar mucho más la herramienta, apareciendo un tipo de orden de reducción sin preaviso mínimo, y reduciendo en el resto de órdenes tanto los preavisos mínimos, como la duración máxima de las reducciones de potencia.

### 5.1.2 ORDEN ITC 2370/2007

#### Generalidades

Se realizará a continuación un estudio en profundidad de la ORDEN ITC/2370/2007, de 26 de julio, que regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

El Artículo 1 de la misma, define el servicio como “*la reducción de la potencia activa demandada por un consumidor hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el Operador del Sistema en los términos establecidos por la orden y en el contrato que se formalice en entre éste y el aquél*”.

#### Desarrollo detallado del servicio

Estas órdenes de reducción, dependiendo de su duración y del tiempo desde el instante de emisión de la orden hasta su aplicación, pueden ser de 5 tipos:

Tipo	Preaviso mínimo	Duración total máxima (horas)	Nº máx. de periodos por orden	Duración máx. por periodo (horas)	Potencia residual máxima por periodo
1	2 horas	12	3	4	$P_{máx.1}$ en dos periodos $P_{50\%}$ en un periodo
2	2 horas	8	2	4	$P_{máx.2}$
3	1 hora	3	1	3	$P_{máx.3}$
4	5 min.	2	1	2	$P_{máx.4}$
5	0 min.	1	1	1	$P_{máx.5}$

Tabla 5.1 Características de los tipos de órdenes de reducción de potencia



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

Donde:

- $P_{m\acute{a}x,i}$  (Potencia residual máxima): para el tipo de orden de reducción “1”, valor de potencia máximo a consumir por el proveedor del servicio para los casos en los que se solicite la máxima reducción de potencia.
- $N^{\circ}$  máximo de periodos por orden: la orden de reducción puede constar de uno o varios periodos, no siempre consecutivos (intervalo entre ellos de una hora al menos), y de duración mínima de una hora.
- $P_{50\%}$  (Potencia residual 50%): Se calcula como:

$$P_{50\%} = P_{M\acute{a}x,i} + 0,5 \cdot (P_f - P_{M\acute{a}x,i}) \quad (5.1)$$

- $P_f$  (Potencia de consumo): valor verificable de potencia a consumir en los periodos de 1 á 6.

El conjunto de horas de aplicación, es decir la suma de la duración de todos los periodos en que se apliquen interrupciones, de las órdenes de tipo 1 y 2 no superará en ningún caso las 120 (horas, del mismo modo que ocurrirá con el conjunto de las órdenes 3, 4 y 5, y para cualquier consumidor nunca se podrán hacer más de 5 interrupciones semanales ni más de una diaria.

Existen dos modalidades de contratación del servicio de interrumpibilidad, dependiendo del tipo de órdenes contratadas:

- Modalidad a: solo se contratan órdenes tipo 3, 4 y 5.
- Modalidad b: se contratan los 5 tipos de órdenes de interrupción.

### Retribución del servicio

En base a esos tipos de órdenes de reducción de potencia, y de las potencias ofertadas para cada tipo de orden de interrupción se calcula la retribución obtenida por este mediante las siguientes fórmulas.

$$RSI = DI \cdot FE \quad (5.2)$$

Donde:

- RSI es la retribución anual del servicio de interrumpibilidad, expresada en euros.
- FE es el importe correspondiente a la facturación anual de energía, expresado en €.
- Descuento anual (en tanto por ciento), por servicio de interrumpibilidad.





Importe correspondiente a la facturación anual de energía, expresado en €:

$$FE = \sum_{h=1}^4 [P_{eh} \cdot (\sum_{j=1}^6 E_j \cdot \alpha_j)] \quad (5.3)$$

Donde:

- $P_{eh}$ : Precio medio de la energía (€/ MW·h) con dos decimales correspondiente al trimestre ( precio se publicará para cada trimestre por la Dirección General de Política Energética y Minas utilizando como referencias los precios resultantes del mercado diario, los precios del mercado a plazo de OMIP y los precios resultantes en las subastas de distribuidores o comercializadores de último recurso correspondiente).
- $E_j$ : Energía anual consumida en cada período tarifario j ( KW·h)
- $\alpha_j$ : coeficiente de modulación de carga, con los siguientes valores en cada período tarifario j.

Período tarifario	1	2	3	4	5	6
$\alpha_j$	0,046	0,096	0,09	0,176	0,244	1,390

Descuento anual en porcentaje:

$$DI = 0.78 \cdot \frac{H-2100}{H} \cdot \left[ \frac{S \cdot \sum_{i=1}^n K_i \cdot (P_{m1} - P_{max,i})}{P_{m1}} \right] \quad (5.4)$$

Donde:

- DI: Descuento anual (%), calculado con dos cifras decimales.
- H = Horas anuales de utilización equivalente,[h], expresadas en números enteros, con un redondeo igual al anterior, que se calculará como:

$$\frac{\text{Consumo total anual[KW·h]}}{P_{m1}[KW]} \quad (5.5)$$

Si el valor fuera inferior a 2.100, DI será igual a 0. Si el valor del cociente fuera superior a 14.000 horas, H tomará el valor de 14.000.

- S = Coeficiente de coincidencia. con valores,

N.º tipos	S
3	0,85
5	0,65



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

según el número de tipos de reducción de potencia que hayan sido contratados por el proveedor del servicio.

- $K_i$  = Constante, que tendrá un valor para cada tipo  $i$  de orden de reducción de potencia:

Tipo	$K_i$
1	25
2	25
3	14
4	16
5	20

- $P_{m1}$  = Potencia media consumida por el proveedor de este servicio en el período tarifario 1 definido, su valor se calculará como cociente :

$$\frac{\text{Energía consumida en el período tarifario 1 [MW} \cdot \text{h]}}{\text{horas anuales de periodo 1}}$$

(se descontarán las horas correspondientes a ordenes de interrupción aplicadas durante dicho periodo 1).

- $P_{max,i}$  = Potencia residual máxima demandable por el consumidor durante la posible interrupción en cada uno de los tipos  $i$  a los que esté acogido.
- En el término  $\sum K_i \cdot (P_{m1} - P_{max,i})$ , si el valor de  $(P_{m1} - P_{max,i})$  fuera negativo, se tomará igual a 0.

Los **requisitos para la prestación del servicio**, quedan recogidos en el Artículo 9 de la ORDEN, (capítulo III), y dictan que el proveedor del servicio debe:

- ser un consumidor de energía eléctrica de Alta Tensión que contrate su energía en el mercado de producción, bien directamente (despacho técnico), a través de un comercializador o por un contrato bilateral.
- Ofrecer un mínimo de potencia interrumpible ( $P_{of}$ ) para todos los periodos tarifarios y para cualquier tipo de orden de reducción de potencia nunca inferior a 5 MW en el sistema peninsular (En los sistemas insulares ese valor es de 0,8 MW).
- Consumir al menos el 55% de la energía anual en el periodo  $P_6$  (periodos tarifarios definidos en el apartado 3, artículo 8 de R.D. 1164/2001).



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

- Tener instalado un relé de deslastre por subfrecuencia cuyos ajustes decidirá el OS.
- Tener instalados equipos de medida y control para la gestión, control y medida del servicio (EMCC).
- Acreditar que la actividad que desarrolla la industria no incluye servicios básicos u otras actividades que la aplicación de interrumpibilidad pueda provocar riesgos para la seguridad de personas o bienes.

Los consumidores que cumpliendo estos requisitos quieran ser proveedores del servicio de interrumpibilidad deberán solicitar el informe de idoneidad al Operador del Sistema (artículo 10, capítulo III), para la obtención del cual deberán:

- acreditar ser participantes, o comprometerse firmemente a serlo, del mercado de producción como compradores de energía eléctrica.
- acreditar tener contrato vigente de acceso a redes, (comprometerse firmemente a tenerlo).
- Informar del tipo de orden que desea que se le aplique y la potencia residual máxima en cada una de ellas.
- Acreditar que cumple los requisitos técnico expuesto anteriormente y recogidos en el artículo 9. No obstante, pueden siempre existir condicionantes particulares que justifiquen que un determinado consumidor, aun sin cumplir estrictamente con los valores mínimos exigidos, sea considerado idóneo para la prestación del servicio. (art. 10 apartado 3.d.)
- Entregar las previsiones de consumo horario para la temporada eléctrica siguiente.

Una vez emitido el informe por el Operador del Sistema, y en caso de que sea favorable, será precisa la obtención de la autorización administrativa para la prestación del servicio, y se procederá a la formalización de contrato con el Operador del Sistema, previo envío de un informe por este a la Dirección General de Política de Energía y Minas.

La ITC 2370/2007 detalla en sus artículos 11 y 12 los procesos y requisitos necesarios para la obtención de la autorización administrativa y para la formalización del contrato, que por no ser de especial interés se obviarán, (para más información sobre estos y otros trámites administrativos, se puede consultar link Orden ITC 2340/2007 en bibliografía).



### **Aplicación del servicio**

En virtud de tipo de contrato y de la potencia residual contratada en cada periodo y tipo de orden de reducción de potencia, el Operador del Sistema podrá solicitar al proveedor del servicio una reducción de potencia, pudiendo aplicar órdenes de reducción de potencia tipo 1 y 2 cuando la relación entre la previsión de potencia disponible en el sistema y la previsión de potencia demandada correspondiente sea inferior a 1,10.

Luego, cuando el Operador del sistema envíe, a través del sistema establecido para este fin, una orden de reducción de potencia, los proveedores del servicio de interrumpibilidad, en respuesta a dicha orden, reducirán su potencia demandada hasta los valores de potencia residual requeridos en la misma orden.

Los gestores de las redes de distribución, en las áreas de distribución de su competencia cuando las circunstancias de operación así lo exijan, solicitarán, cuando lo crean necesario, del Operador del Sistema la emisión de una orden de reducción de potencia

Tras analizar esta solicitud, el Operador del Sistema determinará la orden de reducción de potencia que mejor se adapte a las necesidades expuestas por el gestor y una vez informado el gestor, establecerá un procedimiento de operación

El Operador del Sistema, en la orden de reducción de potencia demandada que emita, deberá indicar la siguiente información:

- tipo de reducción.
- número de periodos de reducción en que se divide. Para cada uno de ellos se especificará:
  - instante de inicio del periodo de reducción.
  - instante de finalización del periodo de reducción.
  - potencia residual

Un sistema informático de comunicaciones, ejecución y control de la interrumpibilidad se encargará de la verificación de disponibilidad de la potencia a reducir como la comunicación de órdenes de reducción de potencia y el seguimiento de su cumplimiento, cuyas especificaciones técnicas y funcionales determinará la Dirección General de Política Energética y Minas.

Los consumidores que presten el servicio de interrumpibilidad deberán comunicar la mejor previsión horaria de su consumo y los datos de tarifa de acceso, necesarios para su elevación a barras de central al Operador del Sistema.



### **Requisitos del cumplimiento de una orden de reducción de potencia.**

1. Para que una orden de reducción de potencia se considere cumplida por parte del proveedor del servicio deberá reunir como mínimo los siguientes **requisitos**:

- Desde el instante de inicio del primer período hasta el instante final del último período de la orden de reducción de potencia debe quedar constancia (registrados tanto en el equipo del proveedor del servicio como en el del Operador del Sistema,) de todos los registros de potencia demandada, generados por un maxímetro integrador de cinco minutos, (registro tanto en soporte informático como en papel, acorde con el formato indicado por el OS, a conservar durante 5 años al menos).
- Las potencias demandadas y recogidas en los registros no deberán, en ningún período, el máximo valor de potencia residual a consumir,  $P_{maxi}$  (ó P50% si fuera el caso).

Cuando se de un funcionamiento incorrecto del maxímetro, si los registros de potencia demandada puedan determinarse por el Operador del Sistema (integración de las telemidas de tiempo real recibidas o por cualquier otro medio), éste podrá considerar cumplida una orden de reducción de potencia, siempre y cuando se cumpla el requisito establecido anteriormente, si el proveedor del servicio subsana en el plazo máximo de 30 días desde la fecha de emisión de la orden de reducción de potencia, los defectos. El Operador del Sistema comprobará el correcto funcionamiento del equipo, expedirá el certificado correspondiente y lo notificará a la Dirección General de Política Energética y Minas.

En caso de que el OS no pueda determinar los registros de ninguna forma, la orden de reducción de potencia se considerará incumplida, aplicando la penalización correspondiente, que se detalla más adelante.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá aquellos casos en que existiera duda sobre el cumplimiento o no de una orden de reducción de potencia por parte del proveedor del servicio.

### **Repercusiones del incumplimiento de una orden de reducción de potencia.**

El incumplimiento de una orden de reducción de potencia tendrá como consecuencia una penalización económica sobre el ofertante del servicio, dependiendo de si es o no el primer incumplimiento en la temporada eléctrica en que este incumplimiento se dé, las penalizaciones serán:



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

A) No se ha producido ningún incumplimiento en la temporada eléctrica en curso:

El incumplimiento llevará asociado una penalización equivalente a un porcentaje de la retribución por el servicio de interrumpibilidad que le hubiera correspondido en el año en que se produce el incumplimiento.

La penalización se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Penalización (\%RSI)} = K_p \cdot \left(1 + \frac{P_d - P_{\max,i}}{P_t - P_{\max,i}}\right)^2 \cdot \left(1 + \frac{N}{N_t}\right)^3 \quad (5.6)$$

Donde:

- Penalización (% RSI): Es la penalización a aplicar al proveedor del servicio por el incumplimiento de la Orden de reducción que corresponda, que se establece como un porcentaje sobre la retribución de la retribución que le hubiera correspondido en la temporada en que se produce el incumplimiento. El valor de esta penalización será como máximo el 120 por ciento de la retribución por el servicio de interrumpibilidad que le hubiera correspondido en la temporada en que se produce el incumplimiento.
- $K_p$ : es el factor de penalización por incumplimiento. Se considerará un valor de  $K_p$  de 3,125.
- $P_d$ : es la máxima potencia demanda por el proveedor del servicio durante la Orden de reducción aplicada e incumplida, en base a los registros de cinco minutos generados durante la Orden.
- $P_{\max,i}$ : Valor de potencia máxima a consumir por el proveedor del servicio para el tipo de reducción de potencia  $i$  que se haya aplicado e incumplido, en el periodo tarifario en que se haya solicitado.
- $P_t$ : Potencia media medida correspondiente al proveedor del servicio desde el inicio de la temporada eléctrica hasta el momento de inicio de la Orden de reducción aplicada e incumplida, en el periodo tarifario de aplicación de dicha Orden.

El valor de  $P_t$  no podrá superar en más de un diez por ciento, ni podrá ser inferior en un diez por ciento de la potencia media de consumo prevista para el proveedor del servicio para el periodo tarifario que corresponda en la temporada eléctrica de aplicación. En caso de que el valor de  $P_t$  sea inferior al diez por ciento de la potencia media de consumo prevista, se tomará como valor de  $P_t$  el diez por ciento de la citada potencia media de consumo, siempre con un valor mínimo de 5 MW.

Se considerará como potencia media de consumo prevista para el proveedor del servicio para el periodo tarifario que corresponda, el último valor disponible comunicado a Red Eléctrica de España o en su defecto, la prevista en el contrato.



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

- N: Número de periodos de cinco minutos en los que se incumple la Orden de reducción de potencia aplicada, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7 de la presente Orden.
- $N_t$ : Número total de periodos de cinco minutos que integran la Orden de reducción aplicada e incumplida.

B) Se ha producido un incumplimiento en la temporada eléctrica en curso:

El nuevo incumplimiento llevará asociada la revocación automática del contrato de prestación del servicio de interrumpibilidad con la consecuente liquidación de las cantidades que se hubieran percibido por la prestación del servicio durante la vigencia del contrato o de su prórroga, según corresponda.

### Liquidación:

El artículo 15 de la ITC 2370/2007 se refiere a la liquidación del servicio, que, aunque muchas veces se alude a él como un descuento en la factura del proveedor del servicio, en realidad se trata de una retribución por el Operador del Sistema, que realizará una liquidación provisional mensual y una anual definitiva.

- Mensualmente, el Operador del Sistema efectuará una liquidación provisional a cuenta de la liquidación anual definitiva, calculada para cada consumidor el descuento porcentual DI calculado con arreglo a la fórmula 5.4, utilizando la energía realmente suministrada desde el comienzo del período anual hasta el último día del mes considerado, dividida por el número de meses del período anual transcurrido y multiplicada por 12 en el cálculo del parámetro H. aplicando este descuento sobre la facturación de la energía del periodo correspondiente, y aplicando las penalizaciones (en los casos en que se haya dado incumplimiento de las órdenes o fallo de algunos de los sistemas de comunicación), obteniendo así el descuento sobre la facturación mensual, y por tanto la facturación correspondiente del mes.

El Operador del Sistema comunicará, mensualmente, a la Comisión Nacional de Energía las facturaciones provisionales correspondientes a la retribución de este servicio y la información utilizada para su cálculo, dentro del plazo máximo de los 25 días siguientes al período al que correspondan las mismas.

- La liquidación definitiva del servicio de interrumpibilidad, de carácter anual, comprenderá el período desde el día 1 de noviembre hasta el día 31 del siguiente año.

En base a la información suministrada por el Operador del Sistema, la Comisión Nacional de Energía, y en el plazo máximo de tres meses desde el fin del periodo, comprobará las facturaciones del servicio y propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas la aprobación de la liquidación definitiva a cada proveedor..

El precio de liquidación será el correspondiente precio del mercado diario.



### **Facturación del servicio:**

El Operador del Sistema en el plazo máximo de 10 días hábiles a contar desde la fecha en que el reciba la transferencia de fondos por este servicio, que la Comisión Nacional de Energía mensualmente efectuará, procederá a liquidar de forma provisional a cuenta de la liquidación anual definitiva el servicio a cada uno de sus proveedores.

En el caso de que los fondos transferidos por la Comisión Nacional de la Energía al Operador del Sistema, no cubran el importe total de la liquidación del servicio de interrumpibilidad, estos fondos se prorratearán entre los consumidores prestadores del servicio.

La facturación del servicio, tanto por los proveedores del servicio como por el Operador del Sistema, y el suministro de la información necesaria para las mismas, se desarrollarán a través de un procedimiento de operación. El Operador del Sistema podrá poner a disposición de un tercero, previa comunicación a la Comisión Nacional de Energía, la gestión de la facturación asociada al contrato.

En caso de discrepancia en las facturaciones realizadas por este servicio, resolverá la Dirección General de Política Energética y Minas.

### **Comprobación e inspección de estos servicios.**

1. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá inspeccionar, directamente o a través de la Comisión Nacional de Energía, aquellos suministros que provean el servicio de interrumpibilidad en los que se inspeccionarán las condiciones de prestación de este servicio y las liquidaciones correspondientes a estos contratos, a los efectos de comprobar la adecuación de los mismos a la presente orden, a lo establecido en los contratos firmados entre los proveedores del servicio y el operador del sistema y a lo establecido en la autorización administrativa.
2. En el caso de que se detecten irregularidades en las inspecciones realizadas, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre la procedencia de las mismas y en su caso, determinará las cuantías que resulten de aplicar la presente orden, dando traslado de las mismas a la Comisión Nacional de Energía a los efectos de que se incorporen en las liquidaciones correspondientes al Operador del Sistema y a su vez éste las liquide a cada proveedor de este servicio por este concepto.

#### **5.1.3 PROTOCOLO DE COMUNICACIONES SCECI**

La resolución del 7 de noviembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de interrumpibilidad establece que la gestión de este servicio se realiza a través del Sistema de Comunicación, Ejecución y Control de la Interrumpibilidad (SCECI), definido por el Operador del Sistema e integrado por:





## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

- Sistema de Gestión (SG), perteneciente al Operador del Sistema.
- Equipos de Medida Comunicación y Control (EMCC), situados en las instalaciones de los consumidores.

Y que debe haber un sistema de comunicación en tiempo real entre el SG y cada EMCC.

Según describe REE, (Operador del Sistema en España), el SCECI es el conjunto de equipos comunicados entre sí que permiten la ejecución de las órdenes de interrupción y el seguimiento del grado de cumplimiento de las mismas.

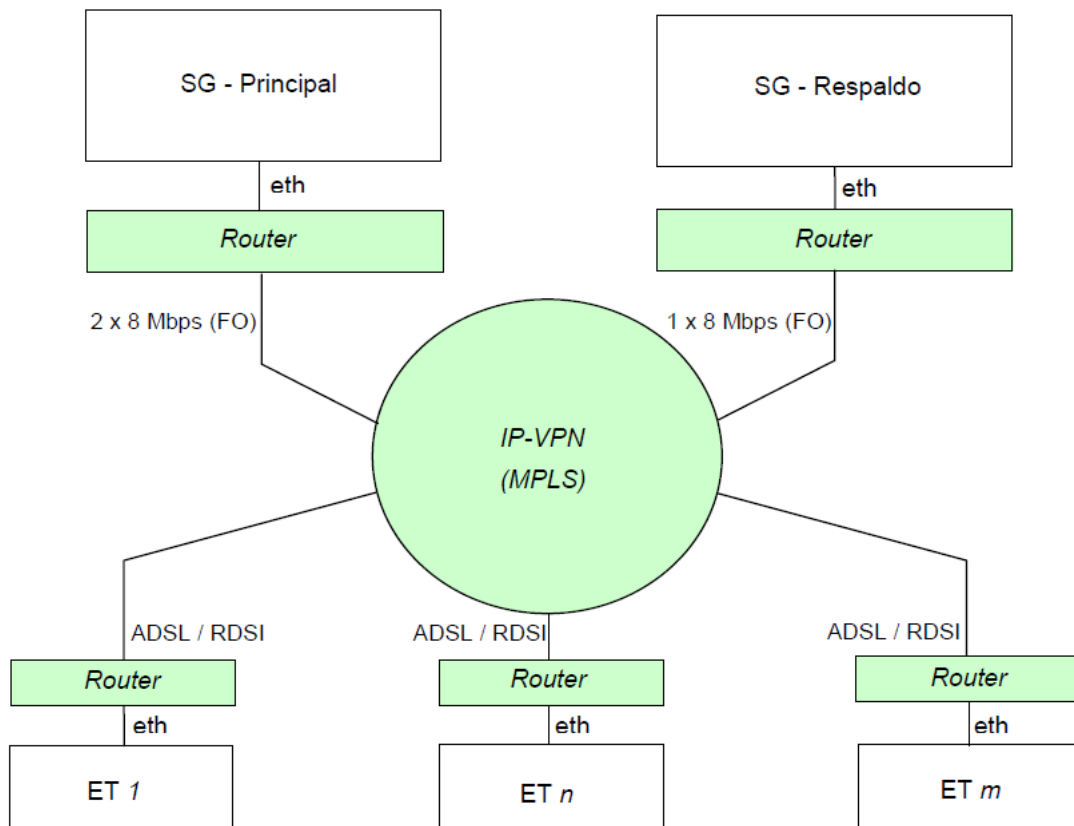


Figura 5.2. Arquitectura general del SCECI (fuente REE)

Este sistema se debe tener la siguiente arquitectura y funcionalidad:

### A) SISTEMA DE GESTIÓN (SG):

En realidad no es un sistema de gestión, sino dos, ya que existe uno principal y otro de respaldo, situados en dos localizaciones distintas y conectados a los Equipos Terminales (ET) mediante una única red de comunicaciones IP privada IP-VPN.



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

Por tanto se trata un sistema redundante, localizado en los centros de control de Red Eléctrica (OS), y tiene las siguientes funciones básicas:

- Recibir de los consumidores:
  - Cada 4 segundos: los valores de P y Q del consumidor.
  - Cada hora: los valores medios cuarto-horarios de energía activa consumida en la hora anterior.
  - Mensualmente: los programas de consumo, parada y mantenimiento para los dos meses siguientes.
  - Una vez finalizada la ejecución de una orden de reducción de potencia: la información relativa al cumplimiento de la misma.
- Estimar de la reducción de potencia disponible en cada momento, en función de los programas de consumo y medidas históricas de los consumidores.
- Elegir, cuando se precise reducción de potencia, los consumidores a incluir en una orden de reducción de potencia, y enviarla.
- Hacer el seguimiento de la ejecución de las órdenes de reducción de potencia.
- Elaborar los informes de cumplimiento de las órdenes de reducción de potencia.

### B) EL SISTEMA DE COMUNICACIONES:

Este servicio lo prestarán aquellos proveedores de comunicaciones, que cumpliendo con las especificaciones, sean designados al OS (REE) por los proveedores del servicio de interrumpibilidad o empresas distribuidoras.

La red de comunicaciones entre el sistema de gestión de Red Eléctrica, los equipos de los clientes y en su caso, los sistemas de las empresas distribuidoras será una red privada de ancho de banda garantizado (ADSL) y dispondrá de seguridad inherente, de modo que no precise la utilización de sistemas de cifrado o túneles de seguridad. Sus características funcionales serán:

- deberá concentrar el tráfico en los sistemas SG-SCECI, Principal y Respaldo del OS.
- Mantener en comunicación permanente entre los equipos EMCC/SGD y el SG-SCECI vía ADSL y RDSI, con las siguientes modalidades:
  - ADSL y Back-Up RDSI.
  - RDSI (Si no existe cobertura ADSL).

Podrá ser vía satélite, si no existe cobertura RDSI, del mismo modo que podrán existir múltiples Sistemas de Comunicaciones.

La responsabilidad de correcto funcionamiento del sistema de comunicaciones será del proveedor del servicio de interrumpibilidad.



### **C) EQUIPOS DE MEDIDA, COMUNICACIÓN Y CONTROL (EMCC):**

Se instalan en los consumidores interrumpibles, sus funciones son la recepción de preavisos, gestión y ejecución de las órdenes de interrupción enviadas por el SG-SCECI.

El sistema constará de señales de entrada y salida:

- Señales de salida: acondicionadas para su uso externo al equipo EMCC.
- Señales de entrada: captan la información de contadores de energía y convertidores de potencia.

Deben estar diseñados para ser precintado, y constar de:

- Una unidad de medida y control: captará las medidas y las registrará, acondicionará para enviarlas a la unidad de comunicación.
- Unidad de comunicación: se encargará, de realizar el intercambio de información entre el EMCC y el SG-SCECI a través del Sistema de Comunicaciones.
- Unidad de generación de órdenes de interrupción: tras recibir de la unidad de comunicación las órdenes de interrupción, las decodificará y validará para mostrárselas al proveedor del servicio, a través de las señales de salida correspondientes.
- Un equipo integrador de energía demandada/aportada, que calculará y registrará la potencia activa media en cada uno de los periodos (periodos de 15 minutos).
- Sistema de impresión en soporte cinta de papel de los registros correspondientes a los equipos integradores que se indican en los apartados anteriores.
- Señalización que indique el estado de la comunicación entre: EMCC - SG-SCECI y EMCC - Router.

Hasta el momento, en España, únicamente una empresa (NUCLEO) ha desarrollado y comercializado estos equipos que los consumidores deben instalar para poder ser ofertantes del servicio.

## Equipos NUCLEO:

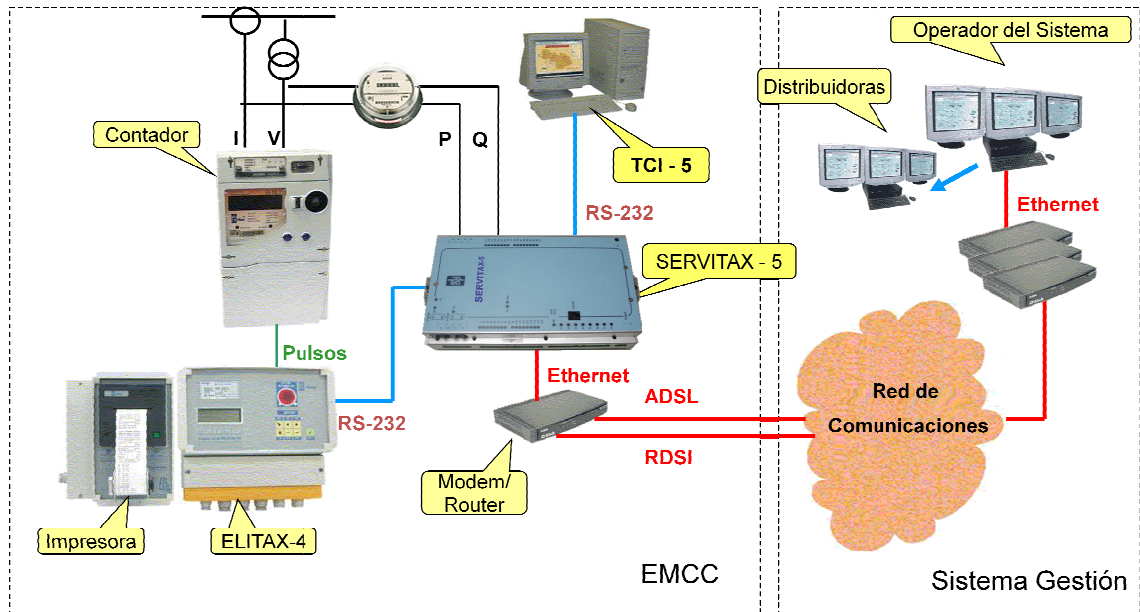


Figura 5.3. Disposición general de los equipos de NUCLEO dentro del SCECI (Fuente: NUCLEO)

- Los Equipos de Medida Comunicación y Control (EMCC) están integrados por los siguientes elementos:
  - Equipo de tarificación y control de interrumpibilidad ELITAX-4.
  - Gestor de comunicaciones SERVITAX-5.
  - Terminal de Control de Interrumpibilidad TCI-5
- Otros equipos complementarios al EMCC:
  - Contador de Mercado
  - Convertidores de potencia activa y reactiva
  - Relé de deslastre por subfrecuencia
- Las principales características del equipo ELITAX-4 son:
  - Gestión de los tipos de reducción de potencia 1, 2, 3, 4 y 5
  - Integración de la energía demandada en períodos de 15 y 5 minutos con registro de la potencia media en cada uno de los períodos
  - Discriminación horaria según Tarifa de Acceso en 6 períodos
  - Reloj de tiempo real sincronizado con el SG mediante protocolo de comunicaciones



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

- Sistema de impresión con soporte en cinta de papel de los registros de 15 y 5 minutos, avisos de reducción de potencia, etc.
- Seis entradas contadoras de energía
- Seis salidas para señalización de períodos tarifarios, sincronismo, etc.
- El SERVITAX-5 es un gestor de comunicaciones de las siguientes características:
  - Puertos de comunicaciones para conexión a ELITAX-4, TCI-5, Router
  - EA para captación de potencia activa/reactiva demandada y generada (sin procede) y envío al SG en tiempo real
  - Envío de programas de consumo generados desde el TCI-5
  - Firma electrónica de la información intercambiada con el SG:
    - Órdenes, modificaciones y anulaciones de reducción de potencia
    - Acuses de recibo de las mismas
    - Programas de consumo
    - Registros de interrupción
  - Salidas de señalización (tipos reducción de potencia, fallo com, etc)

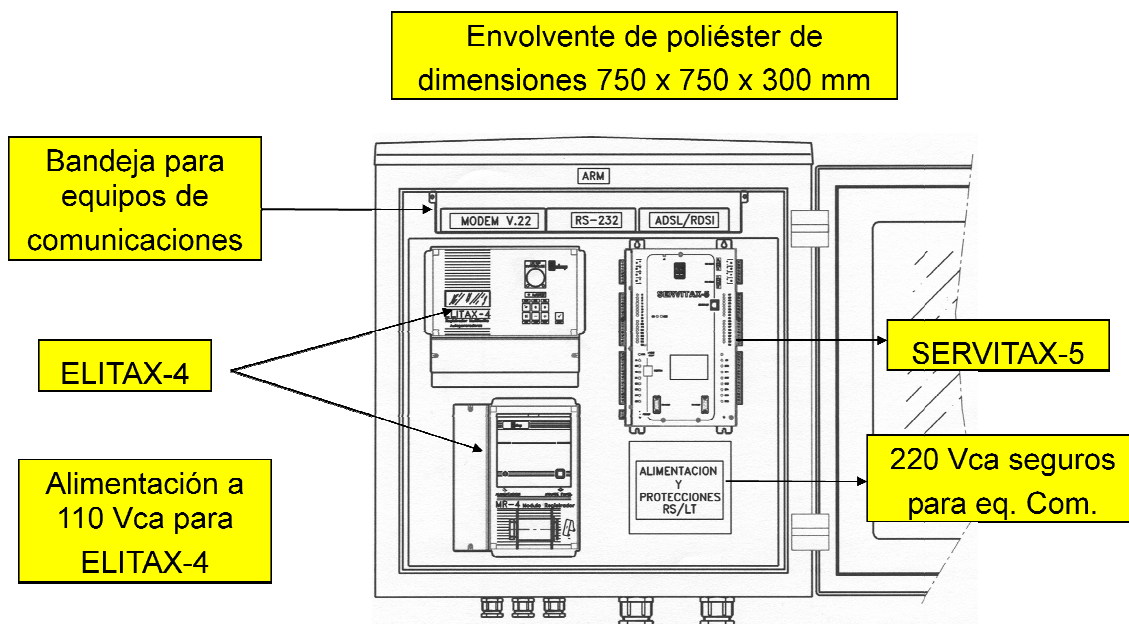


Figura 5.4. Cajetín de EMCC de NUCLEO dentro de su envoltorio plástico (Fuente: NUCLEO)

- Las principales funciones del TCI-5 son las siguientes:
  - Aplicación Windows para visualización de las informaciones intercambiadas entre el EMCC y el SG
  - Presentación por pantalla de:
    - Órdenes de reducción de potencia tipo 1, 2, 3, 4 y 5



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

- Cambio y anulación de orden
- Mensajes de estado (fallos de comunicaciones, incidencias, etc)
- Potencia activa y reactiva en tiempo real
- Representación grafica de curvas de consumo
- Elaboración y envío al SG de programas de consumo
- El ELIREG-5 es un equipo para el control de la potencia contratada mediante la regulación de cargas
- Complementario a los equipos de interrumpibilidad
- Realiza la regulación según la Tarifa de Acceso en 6 periodos
- Control de potencia en periodos de 15 y 5 minutos
  - 6 entradas contadoras. 8 entradas de avisos y señales procedentes del elitax/servitax
  - 8 salidas para desconexión de cargas y 2 para alarmas
  - Conexión ethernet con terminal de regulación TR-5
  - Conexión redundante con equipos de interrumpibilidad
  - Doble sincronización con EMCC y contador de mercado

Los costes aproximados del equipo de comunicaciones y control de la interrumpibilidad son:

- Inversión en equipamiento: 20.700 €.
- Mantenimiento del equipamiento: 4.500€/año.
- Coste de línea de comunicaciones: 2.500€/año

### 5.1.4 PRUEBAS DE ÓRDENES DE INTERRUMPIBILIDAD

Dada la relativa complejidad del sistema de comunicación, y con el propósito de evaluar el funcionamiento de nuevos servicios de comunicaciones del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de interrumpibilidad, se habilita al operador del sistema a realizar las pruebas de carácter experimental que considere estrictamente necesarias.

A estos efectos, el operador del sistema enviará a la Dirección General de Política Energética y Minas el listado de cada uno de los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad con contrato en vigor a los que esté previsto realizar dichas pruebas, e informará a la misma sobre cada una de las pruebas que se realicen.

El Operador del Sistema podrá utilizar para la notificación de una Orden de reducción de potencia, su cambio o anulación, medios alternativos de comunicación, distintos del Protocolo de Comunicación, siempre que ello sea viable durante la operación en tiempo real.

El **fax, correo electrónico y teléfono móvil**, que el ofertante del servicio indique al OS para la realización de estas pruebas serán los medios de comunicación de las órdenes puestos a prueba.



## **Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad**

El objetivo de estas pruebas es la implantación de nuevos servicios de comunicaciones del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de interrumpibilidad, ya sea por la complejidad que el sistema que hoy opera entraña o por la dificultad para muchos consumidores de conectarse en las condiciones exigidas a la red de ADSL, encontrándose a veces en localizaciones alejadas de centros urbanos.

De igual modo, un modelo de comunicación más dinámico y sencillo promovería la contratación del servicio por mayor número de consumidores igual que podría promover un nuevo modelo de interrumpibilidad más cercano al consumidor, o incluso incentivar la creación de un nuevo modelo de ofertante del servicio, con diferentes condiciones al actual.

## 6. APLICACIÓN INFORMÁTICA PARA EVALUAR EL SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD

### 6.1 ALCANCE DE LA APLICACIÓN

Se ha diseñado una aplicación informática que permita, con una serie de perfiles de consumo modelados, estudiar las retribuciones obtenidas para los consumidores de dichos perfiles en función de los parámetros de los mismos, y de las condiciones contractuales que estos consumidores puedan asumir con el OS.

La aplicación informática se llama *interrumpibilidad*, y consta de una hoja de fórmulas, donde se implementarán las fórmulas mediante las cuales se calculan los valores de DI y RSI, y otra hoja que servirá de interfaz para la introducción de los parámetros, y que mostrará los descuentos y retribuciones en función de esos parámetros, tanto para la modalidad de contrato A como para la B.

### 6.2 PARÁMETROS BÁSICOS DE LA APLICACIÓN

Los parámetros utilizados no serán exactamente los mismos que aparecen en las fórmulas de descuento y retribución, ya que se han hecho algunas transformaciones en las fórmulas que permiten introducir los perfiles modelados de una forma rápida y simple:

$$- DI [\%] = 0,78 \cdot \frac{H-2100}{H} \cdot \left[ \frac{s \cdot \sum_{i=1}^n K_i \cdot (P_{m1} - P_{max,i})}{P_{m1}} \right] \approx 0,78 \cdot \left( 1 - \left( \frac{2100 \cdot P_{m1}}{360 \frac{\text{días}}{\text{año}} \cdot 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \cdot 1 \text{ año} \cdot P_{mT}} \right) \right) \cdot s \cdot \sum_{i=1}^n K_i \cdot \left( 1 - \frac{P_{max,i}}{P_{m1}} \right) \quad (6.1)$$

$$- RSI [€] = DI \cdot FE \rightarrow RSI \left[ \frac{€}{MW \cdot h} \right] = DI \cdot P_{eh} \quad (6.2)$$

Donde:

- $P_{mT}$  es la potencia media anual consumida, y el resto de los parámetros se vieron anteriormente.
- $P_{eh}$  es el precio medio de la energía (€/ MW·h) con dos decimales correspondiente al trimestre





## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

De este modo se sustituye el parámetro de las horas anuales equivalentes de utilización por  $P_{mT}$ , que permite introducir los perfiles que se han modulado más fácilmente.

En cuanto a la retribución anual, se pasa calcularse la retribución objetiva en € a calcular la retribución correspondiente por MW·h.

Por otra parte, dado que se utilizarán como potencias residuales ciertos porcentajes de las potencias consumidas, se introducirán los parámetros “% $P_{órdenes largas}$ ” y “% $P_{órdenes cortas}$ ”, en sustitución de  $P_{max,i}$

Por tanto los parámetros de la fórmula son:

- $P_{mT} \rightarrow$  potencia media anual consumida (en todos los periodos)
- $P_{m1} \rightarrow$  potencia media consumida en periodo1 (anual)
- $P_{órdenes largas} \rightarrow$  tanto por ciento de potencia residual para tipos de órdenes de reducción de potencia largas (Tipos 1 y 2).
- $P_{órdenes cortas} \rightarrow$  tanto por ciento de potencia residual para tipos de órdenes de reducción de potencia cortas (Tipos 3, 4 y 5).
- DI  $\rightarrow$  Descuento porcentual en tanto por ciento.
- RSI  $\rightarrow$  Retribución anual en €/MW·h

### 6.3 DISEÑO

Para el diseño de esta aplicación se utilizará el programa Crystal Ball, que funciona como un plug-in de Microsoft Excel, es decir, añade funciones a la aplicación.

Crystal Ball permite la asignación de valores especiales a una celda de Excel, pudiendo asignar a una casilla una serie de valores, como los de una distribución estadística completa, (una celda puede ser una distribución normal con cierta media y cierta desviación típica, Cristal Ball llama a esas celdas “ASSUMPTION”), o valores opcionales (un celda puede ser “cualquier valor comprendido en el intervalo que se le dicte al programa Crystal Ball llama estas celdas “DECISION”).



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

Con estas celdas Crystal Ball permite la realización de cálculos complejos mediante la utilización de estas celdas en fórmulas, sobre cuyos valores se fijan pronósticos (“FORECAST”), permitiéndonos estudios estadísticos o de optimización. Estos últimos (estudios de optimización) son los que se utilizarán en el diseño del programa del presente PFC. Una vez obtenidos los resultados Crystal Ball permite un estudio de los datos obtenidos, como por ejemplo un estudio de sensibilidad de las variables, que en este caso será de gran utilidad.

En nuestro caso, los parámetros o variables de la función:

$$DI(P_{mT}, P_{m1}, \%P_{\text{órdenes largas}}, \%P_{\text{órdenes cortas}})$$

son  $P_{mT}$ ,  $P_{m1}$ ,  $\%P_{\text{órdenes largas}}$ ,  $\%P_{\text{órdenes cortas}}$ , y cada una puede tomar un rango de valores comprendido entre unos límites que son:

- $P_{mT} \in (5, 500)MW$
- $P_{m1} \in (5, 500)MW$
- $\%P_{\text{órdenes largas}} \in (0, 100)\%$
- $\%P_{\text{órdenes cortas}} \in (0, 100)\%$

Las potencias  $P_{mT}$  y  $P_{m1}$  están limitadas inferiormente con un valor de 5 MW porque es el mínimo de potencia a entregar en caso de orden de reducción de potencia, y superiormente se limitaron en 500MW por ser un valor suficientemente elevado para considerarlo el máximo en una industria.

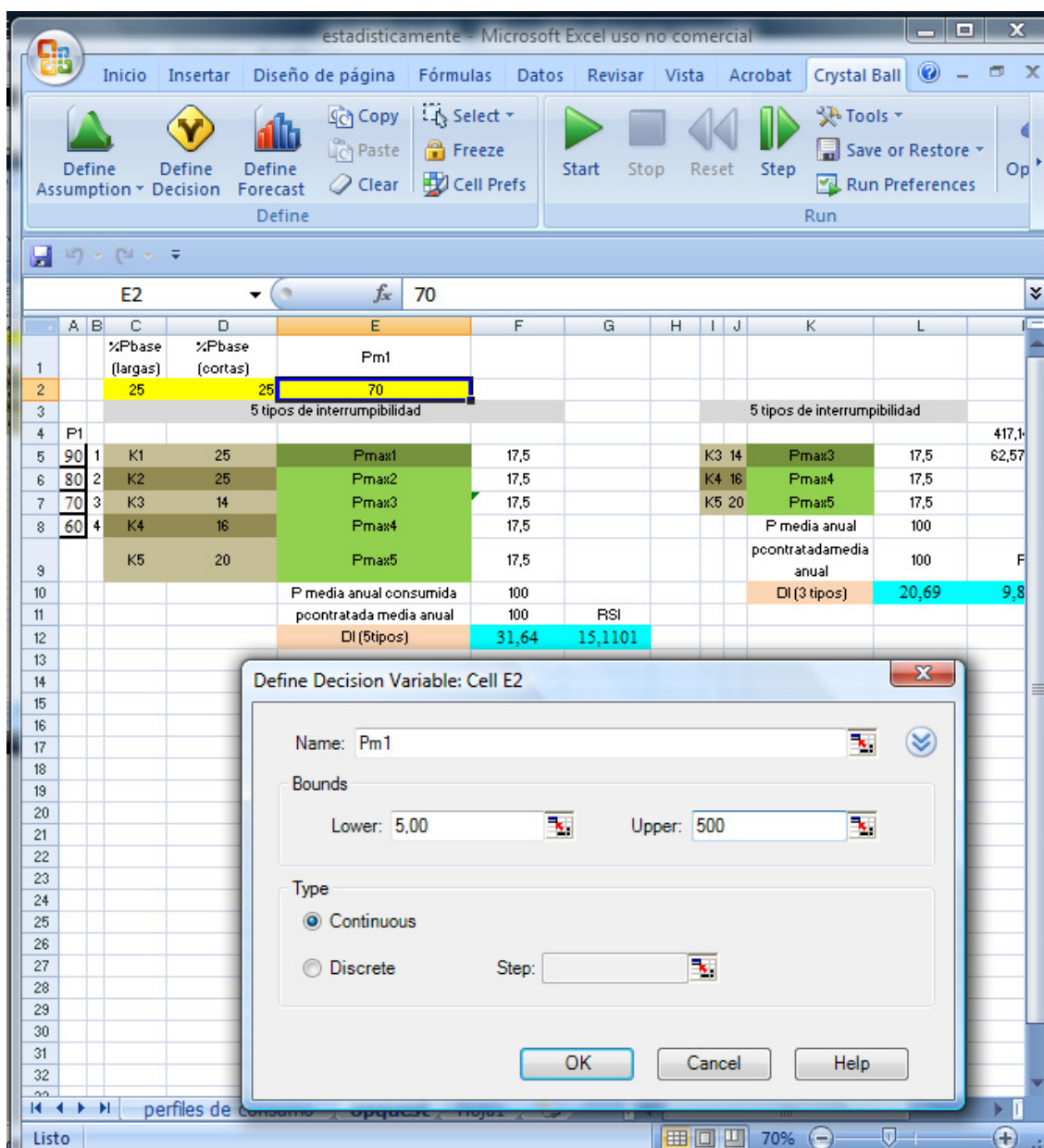


Figura 6.1 Impresión de pantalla de aplicación Crystal Ball durante el proceso de una asignación de variable “DECISION”.

En las figuras 6.1 y 6.1bis se ve el proceso de creación de una variable “DECISION” con Crystal Ball, (en este caso la variable  $P_{m1}$ ), si se observa la parte superior de Excel se verá que hay una pestaña llamada “Crystal Ball” con opciones que no aparecen en el modo habitual de Excel.

Introducidas las variables se procede a la creación de las fórmulas como relación entre las variables y las constantes, de igual modo que se habría realizado en Excel sin el uso de Crystal Ball.



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

Como pronósticos se programarán, para cada modalidad de contrato A o B (3 ó 5 tipos de órdenes de reducción de potencia admitidos) las funciones DI y RSI:

- DI (3tipos) [%]
- RSI (35tipos) [€/MW·h]
- DI (5tipos) [%]
- RSI (5tipos) [€/MW·h]

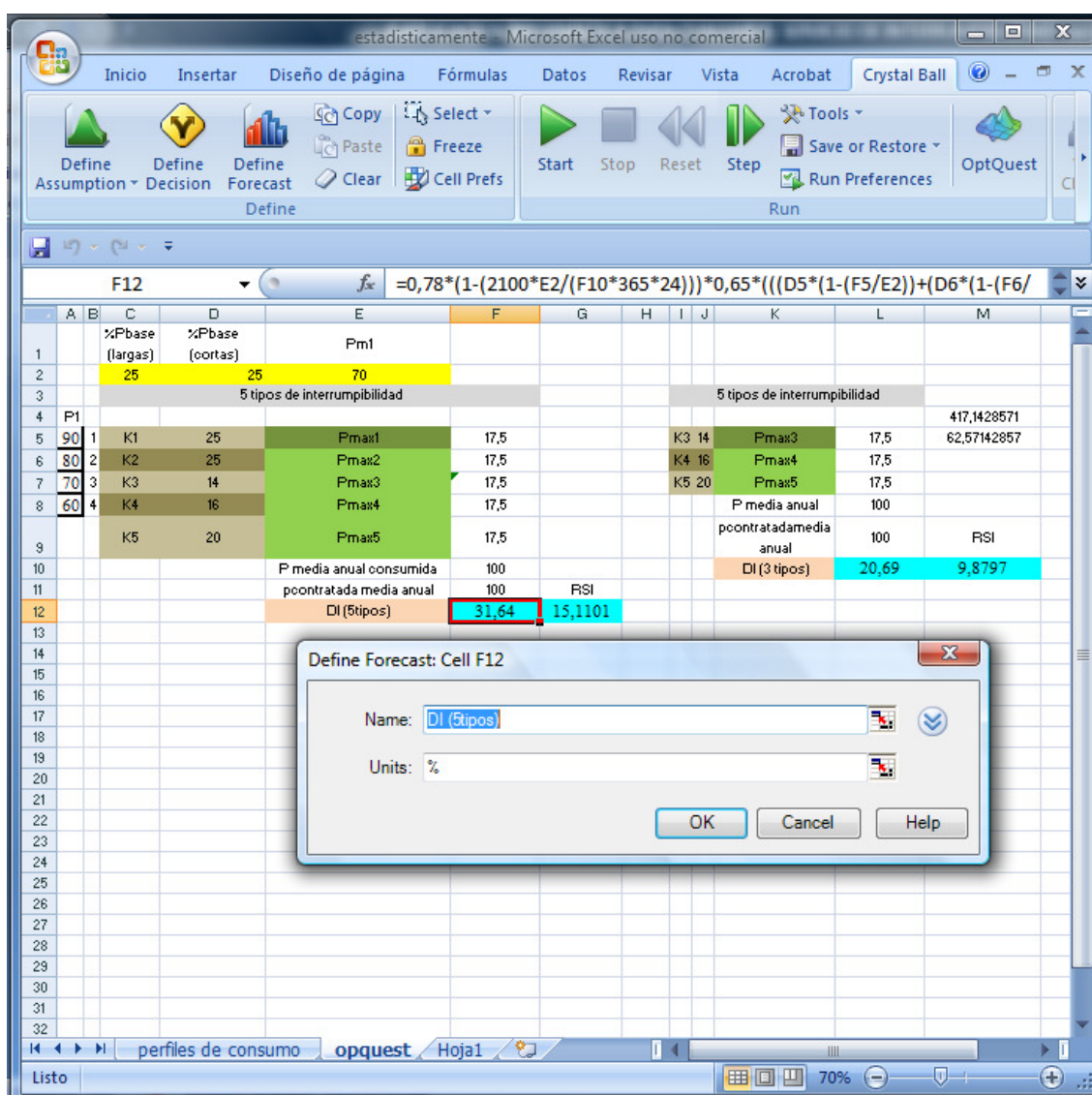


Figura 6.1bis Impresión de pantalla de aplicación Crystal Ball durante el proceso de una creación de un pronóstico (“FORECAST”).

Una vez introducidas las fórmulas, variable y pronósticos, para la optimización de los resultados deseados utilizaremos la aplicación (dentro de Crystal Ball) OptQuest, que nos permitirá fijar objetivos y poner condiciones a las variables a fin de obtener los valores que más descuento obtienen, o que consigues un cierto descuento con determinadas condiciones.

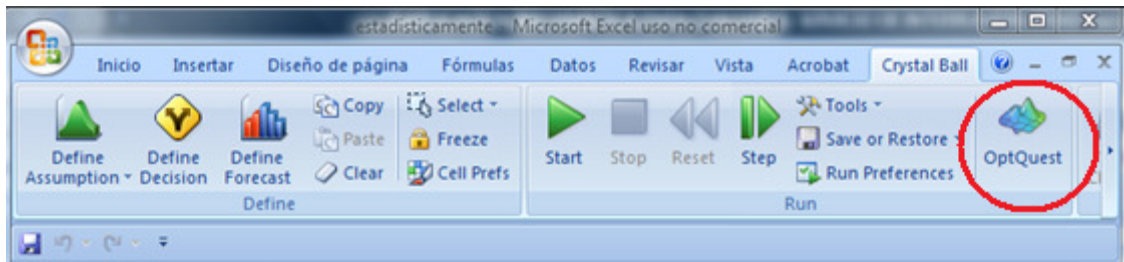


Figura 6.2 Panel de opciones de Crystal Ball

Para entrar en OptQuest pincharemos en en la barra de herramientas de Crystal Ball como se indica en la figura 6.2

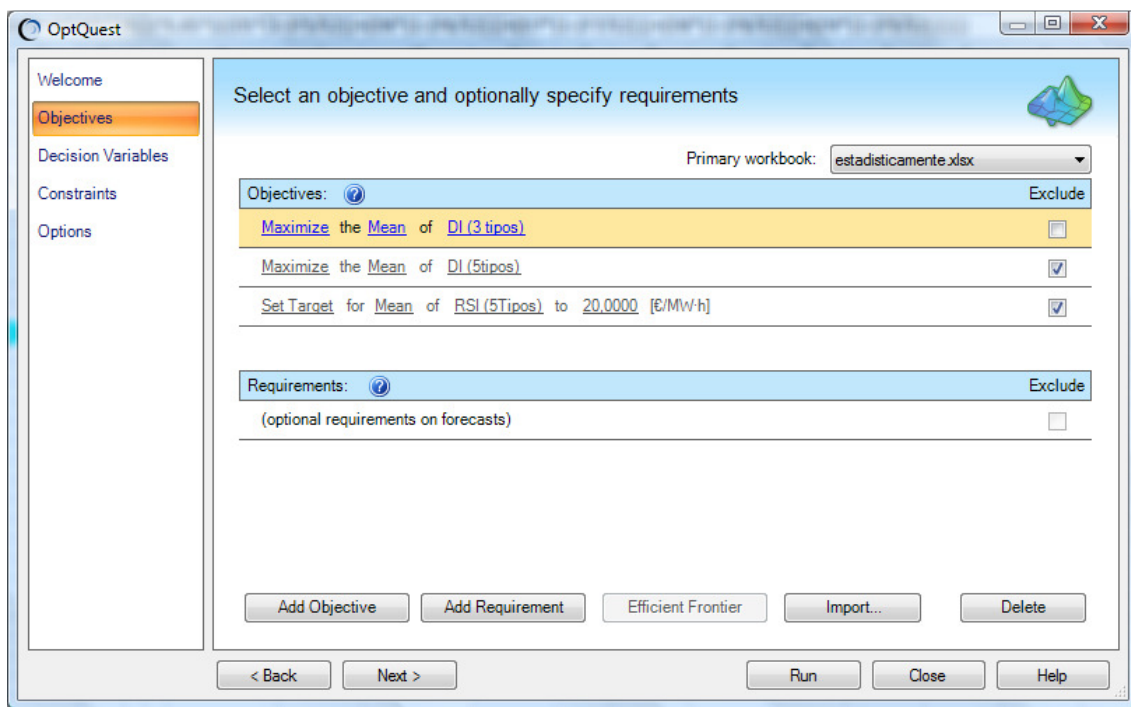


Figura 6.3 Selección de Objetivos en OptQuest

Como se ve en la figura 6.3 la selección de objetivos permite elegir la variable “pronóstico” cuyo comportamiento se desea estudiar y el objetivo que de ella se desea, en nuestro caso deseamos obtener el máximo descuento, luego DI (tanto para 3 como par 5 tipos de órdenes de interrupción) estará seleccionado en “Maximize”.

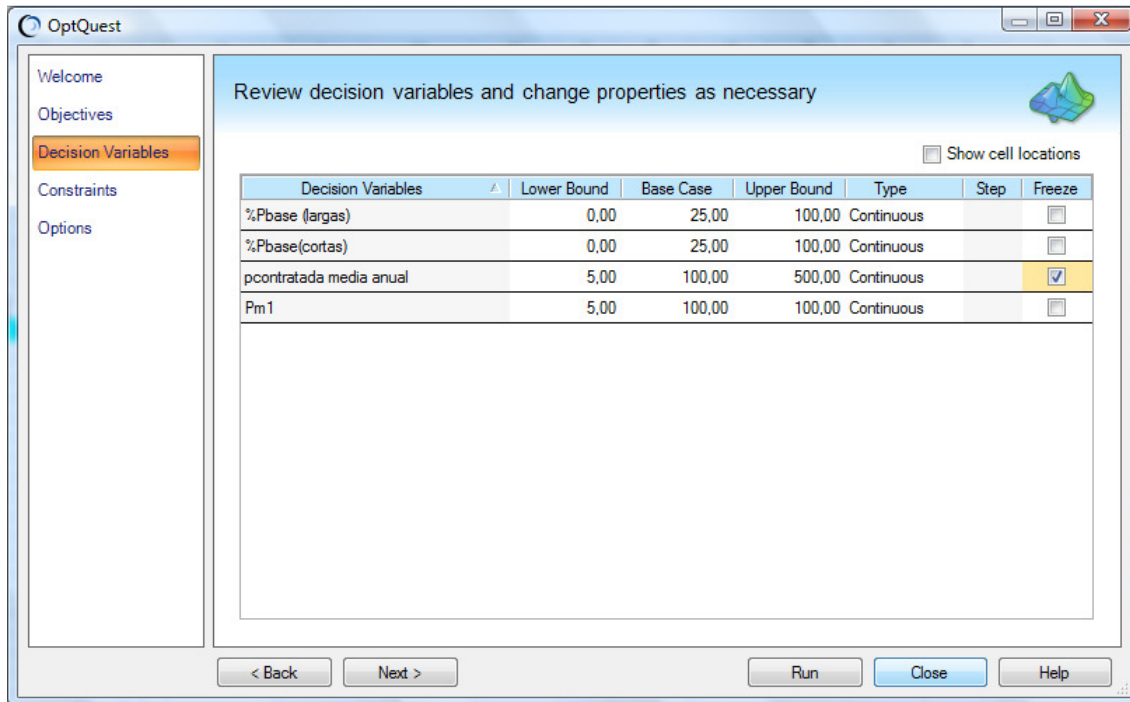


Figura 6.4 Selección de variable “decisión” en OptQuest

Como se ve en la Figura 6.4, OptQuest en esta pantalla nos permite “congelar” las variables que queramos dejar fijas. Dado que se estudiarán todos los consumos con potencia media de 100MW, la variable  $P_{mT}$  se ha fijado en ese valor, y el valor máximo de  $P_{m1}$  se ha establecido en ese mismo valor, ya que no se diseñó ningún perfil de consumo (ni se pretende estudiar), cuya  $P_{m1}$  sea mayor que la potencia media anual.



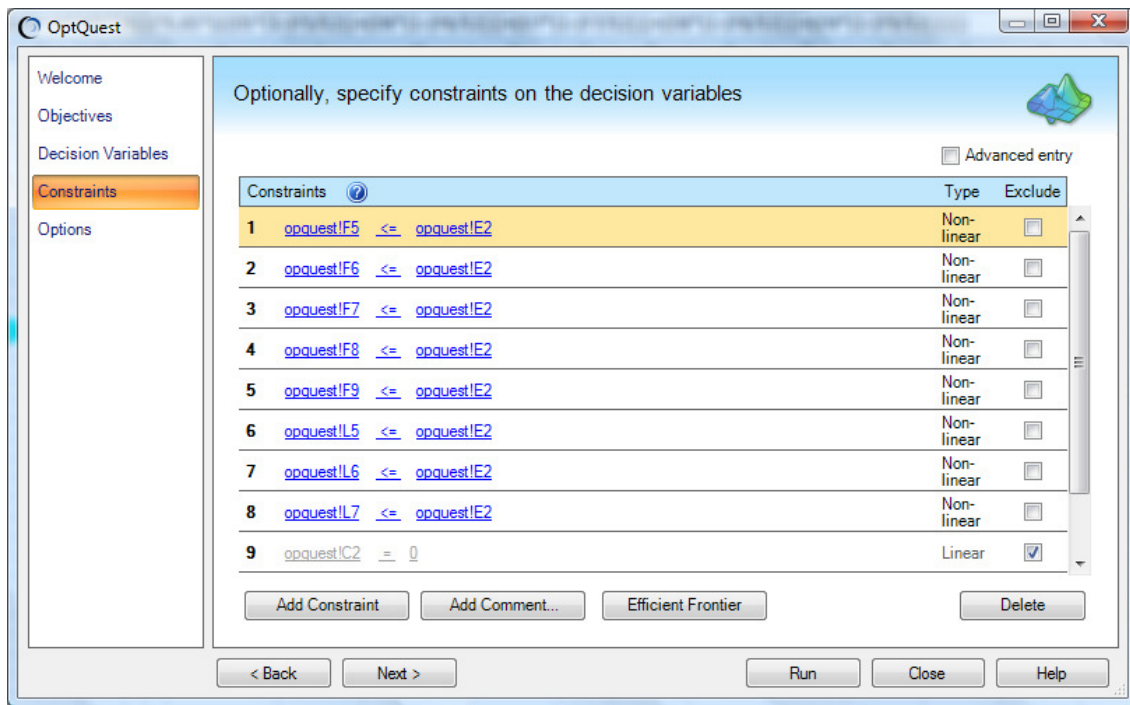


Figura 6.5 Interfaz para imposición de restricciones

Como se ve en la figura 6.5, la siguiente pantalla de OptQuest permite poner restricciones a cualquier celda dentro de la hoja de cálculo. Mediante esta opción se limitarán las potencias mínimas entregadas en cada orden de reducción de potencia (5MW mínimo), y se establecerán ciertas relaciones entre celdas, como por ejemplo el hecho de que ningún término del sumatorio  $\sum_{i=1}^n K_i \cdot (P_{m1} - P_{max,i})$  sea negativo.

## 6.4 MANUAL DE USUARIO

El manejo de la aplicación informática realizada es sencillo, y se muestra a continuación:

- Introducción de los parámetros:

Tal como se diseñó el programa existen 4 parámetros, dos de los cuales, ( $P_{mT}$  y  $P_{m1}$ ), conforman el perfil a estudiar y los otros dos, ( $\%P_{\text{órdenes largas}}$  y  $\%P_{\text{órdenes corta}}$ ), las condiciones contractuales:



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

- $P_{mT}$ : Es el valor de potencia media total anual consumida en todos los periodos tarifarios, el valor a introducir debe ser entre 5 y 500, y su unidad de medida es el MW.
- $P_{m1}$ : Potencia media consumida en periodo tarifario 1, igual que la potencia media total anual, el valor a introducir debe ser entre 5 y 500, y su unidad de medida es el MW.
- $\%P_{\text{órdenes largas}}$ : es el porcentaje de potencia residual para las órdenes de interrupción tipo 1 y 2, es decir, las de larga duración. Representa el tanto por ciento de la potencia media en el periodo tarifario 1  $P_{m1}$ , que el proveedor del servicio puede consumir como máximo en caso de darse una reducción de potencia de los tipos 1 ó 2. El valor a introducir pertenecerá por tanto al rango 0-100.
- $\%P_{\text{órdenes cortas}}$ : es el porcentaje de potencia  $P_{m1}$  que dará valor a la potencia residual en el resto de las órdenes de reducción de potencia (tipos 3, 4 y 5). Su rango será también 0-100.



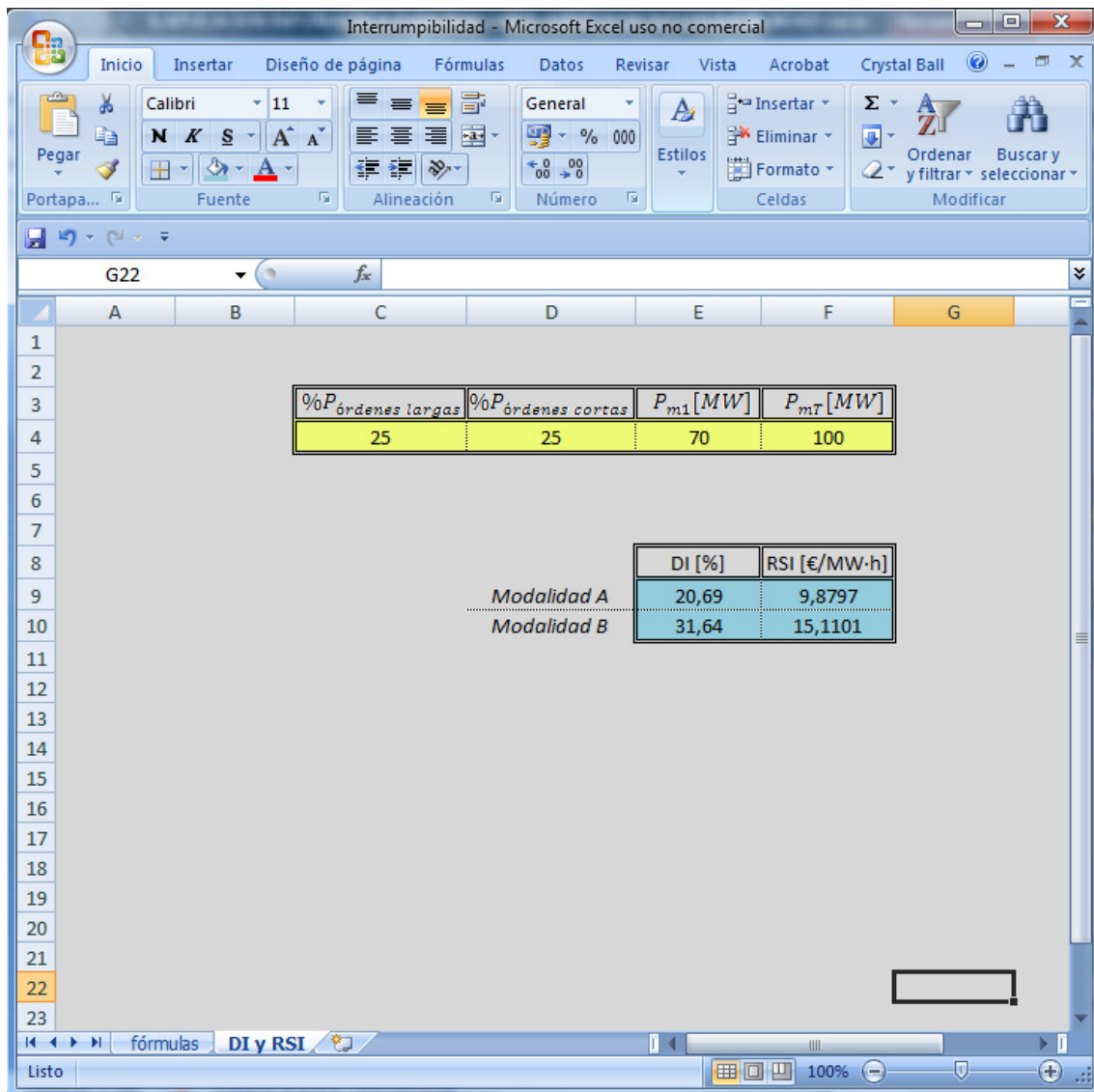


Figura 6.6 Interfaz de la aplicación *interrumpibilidad* para introducción de parámetros y cálculo de descuentos y retribuciones.

En la figura 6.6 se puede ver el interfaz para la introducción de parámetros, que calcula instantáneamente los descuentos obtenidos en función de los parámetros tanto para la modalidad A de contrato, como la B.

Para el uso de OptQuest habrá que pinchar con el ratón sobre el botón indicado en la figura 6.2 y elegir las opciones deseadas tal como se hizo en la fase diseño, marcando con un tic los objetivos que se desean excluir (únicamente puede quedar un objetivo libre, que será el que OptQuest estudie en este caso). Una vez seleccionado el objetivo se pincha “run” (ver figura 6.7), para que OptQuest comience el estudio, que durará un



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

tiempo determinado en función de la complejidad de las fórmulas en estudio, en nuestro caso en torno a un minuto en los casos más sencillos y 2-3 minutos en los más complicados.

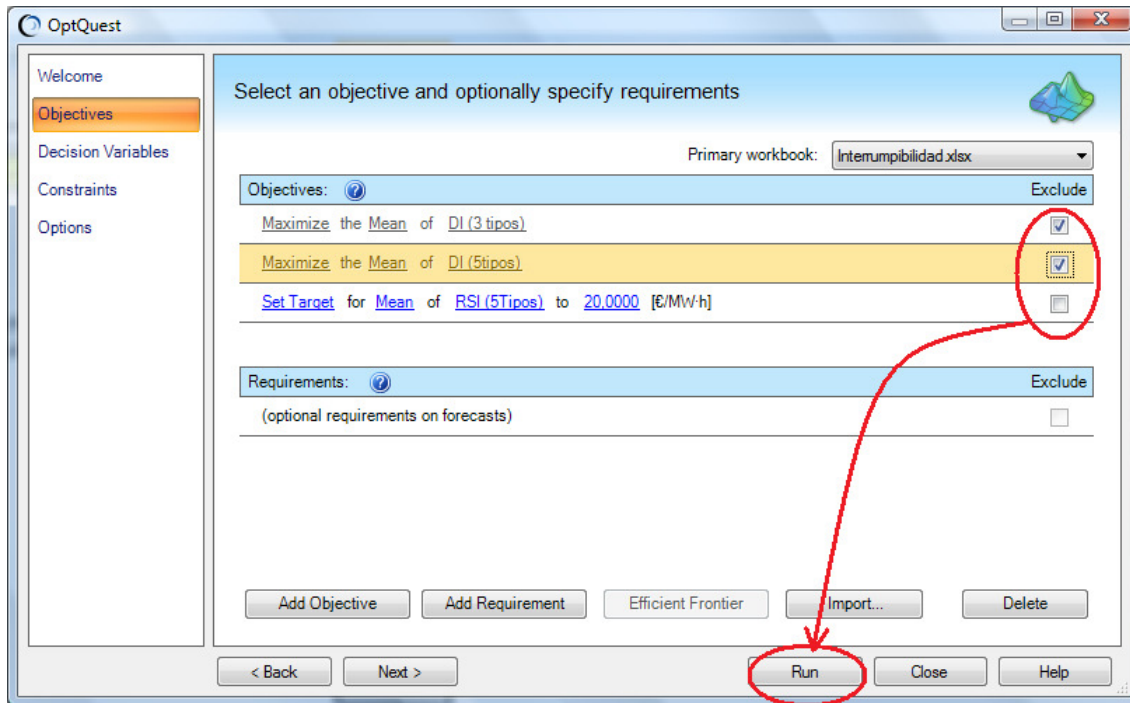
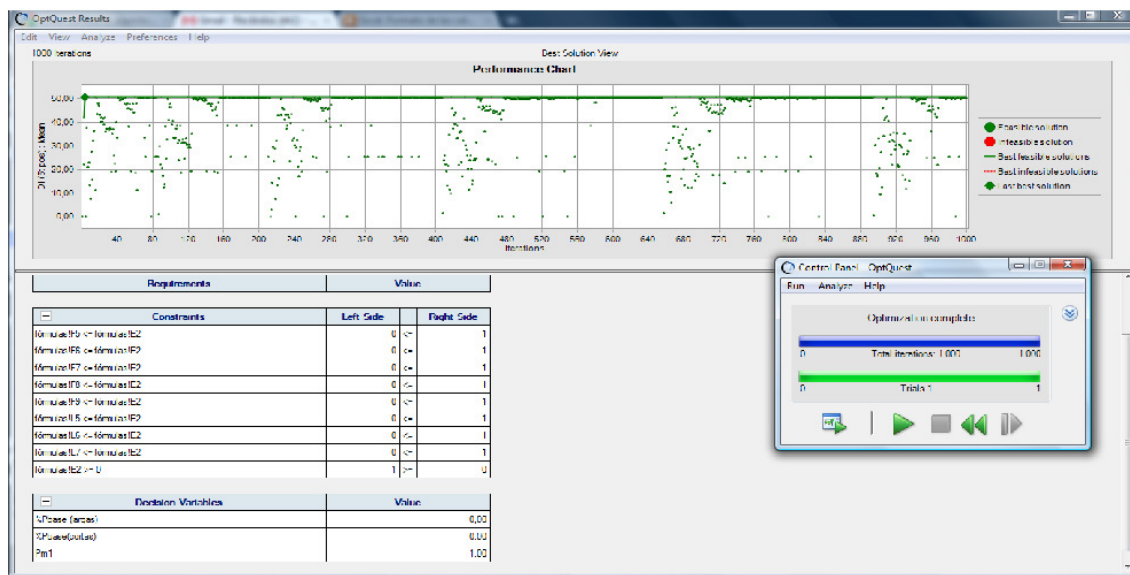


Figura 6.7 Interfaz de la aplicación *interrumpibilidad* en OptQuest, selección del objetivo y comienzo del estudio.

Una vez terminado el estudio OptQuest muestra un gráfico con las posibles soluciones al problema propuesto en el que se tienen varias opciones de visualización, pudiendo ver las soluciones que cumplen los requisitos, todas las soluciones únicamente las mejores de ellas. Igualmente se muestran tablas con las restricciones impuestas, y los valores de la aquellas variables que son determinantes para la solución final elegida por el programa. La monitorización de las soluciones se muestra en la figura 6.8 .



Si, previo al cálculo, se desean añadir más restricciones se deberá hacer del mismo modo que se explicó en la fase de diseño, en la interfaz que se muestra en la figura 6.3.

Una vez obtenidas las soluciones OptQuest ofrece numerosas formas de análisis de los resultados. La más interesante, y la que se utilizará en este PFC es un análisis de sensibilidad de las variables llamado “sensitivity chart”. Para acceder a esta opción se pinchara en “Analyze” dentro de menú de control de OptQuest, tal como si muestra en la figura 6.9.

Esta imagen (Figura 6.8), no se mostrará en el apartado de los cálculos por no ofrecer una información comprensible, simplemente se darán los resultados obtenidos.

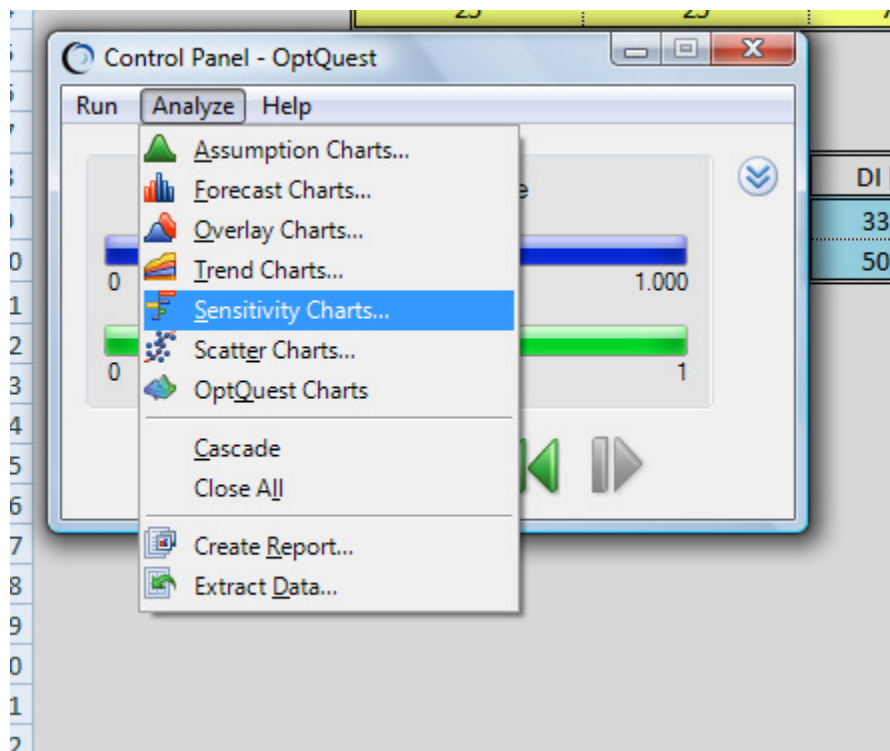


Figura 6.9 acceso a sensitivity Charts por el panel de contro de OptQuest

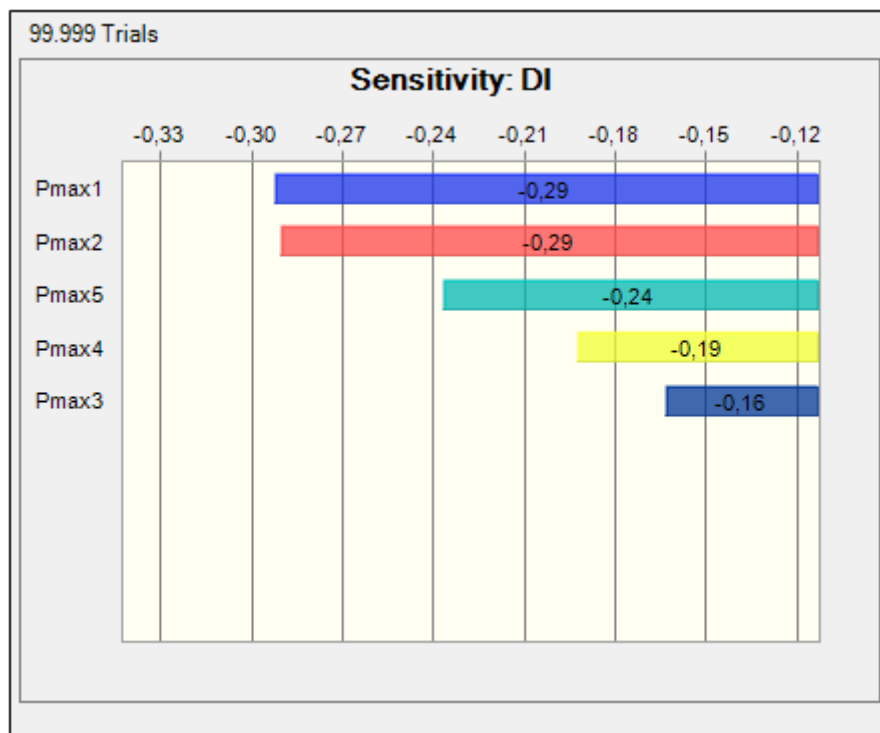


Figura 6.10 Gráfico sensitivity Charts



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

El gráfico de sensibilidad mostrado será como el de la figura 6.10, y ponderará la importancia de cada variable en la decisión de la solución final obtenida como “óptima” por OptQuest sobre las fórmulas programadas.

Se trata por tanto de una aplicación de fácil manejo que permite, además de obtener los valores de descuento y retribución para los diferentes parámetros, hacer un análisis en profundidad de la importancia de cada uno de estos parámetros, y encontrar las soluciones óptimas a los objetivos que se quieran plantear, con cuantas restricciones queramos añadir, ya sean valores máximos/mínimos, relaciones entre los distintos parámetros, o “congelar”, maximizar o minimizar ciertos valores.



## 7. CASOS PRÁCTICOS. CONSUMIDORES INDUSTRIALES

Para analizar el impacto económico que ofrece el servicio de interrumpibilidad a los consumidores que decidan ofertarlo, se realizarán una serie de cálculos con casos prácticos, a fin de determinar los descuentos que podrían alcanzarse con la contratación del mismo.

Estos cálculos de la retribución del servicio se han realizado sobre unos perfiles de consumo idealizados, que se modelarán a fin de representar el abanico de posibles consumidores industriales.

### 7.1 CASOS DE ESTUDIO

Se utilizarán una serie de perfiles eléctricos de consumidores industriales que representen los sectores más importantes de los grandes consumidores industriales.

Es importante hacer una primera distinción dentro de los consumidores industriales, entre consumidores de perfil “plano” o “modulado”. Estos perfiles están directamente relacionados con el proceso industrial que se desarrolla, y por tanto, se puede caracterizar un proceso industrial con un perfil plano o modulado de forma general, así como se puede también decir si la modulación será más o menos pronunciada.

Los procesos industriales con perfil de consumo plano serán por lo general procesos continuos, que requieren siempre el mismo valor de potencia para cualquier periodo del día o día del año. Por ello, su perfil de consumo representativo será una recta horizontal durante las 24 horas del día, todos los días del año. Utilizaremos el perfil de consumo diario para el análisis de este tipo de consumidores, suponiéndolo igual dando igual es día del año.

Generalizando de igual modo, se da un rango de valores de potencia para cada sector industrial, de tal forma que, al estudiar un perfil de consumo en concreto, se esté dentro del rango de valores de potencia para que quede representado de forma veraz cualquier industria que se mueva en entre esos valores pertenecientes al rango acotado.

En la figura 7.1 se han representado dos perfiles típicos de consumo plano y modulado.

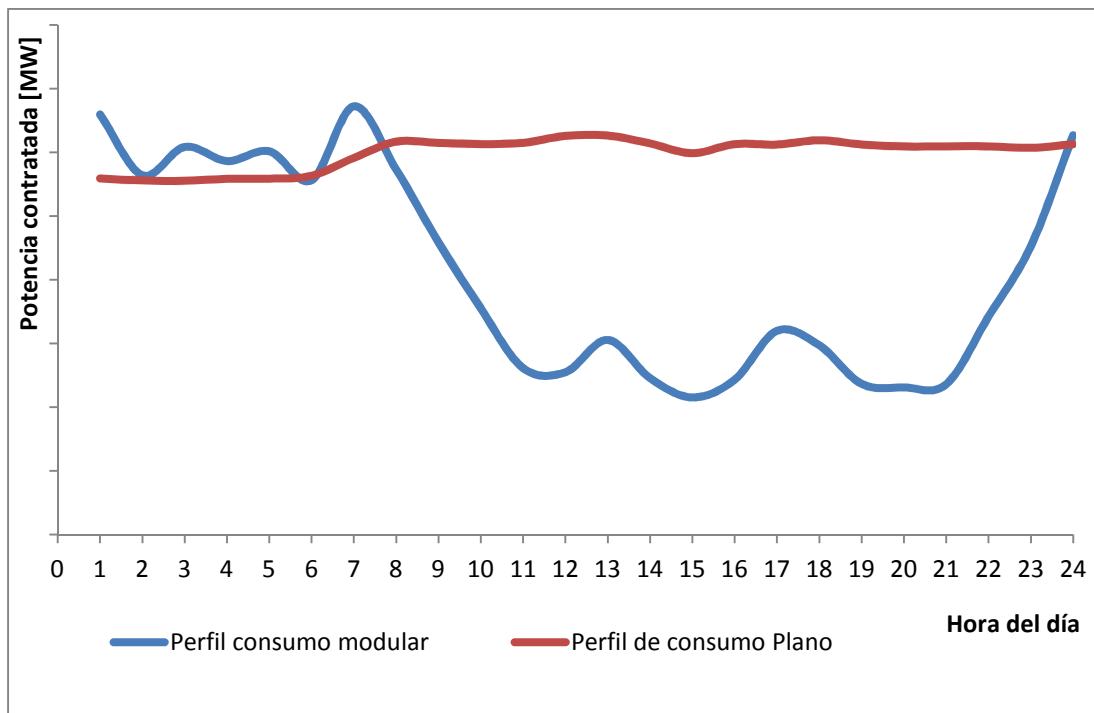


Figura 7.1 Perfiles de consumidor plano y modulado

No obstante, el consumidor modular, por lo general, para adaptarse a los periodos tarifarios, consume de distinto modo en los días Tipo A, en los que existe periodo tarifario 1 (donde la energía es notablemente más cara) que en el resto de los días, por lo que su perfil de consumo, en realidad, se describirá más claramente con dos curvas de consumo diario, como se ha hecho en la Figura 7.2, donde una curva es un consumo plano, y la otra varía a partir de las 16:00, donde comienza el periodo tarifario 1.

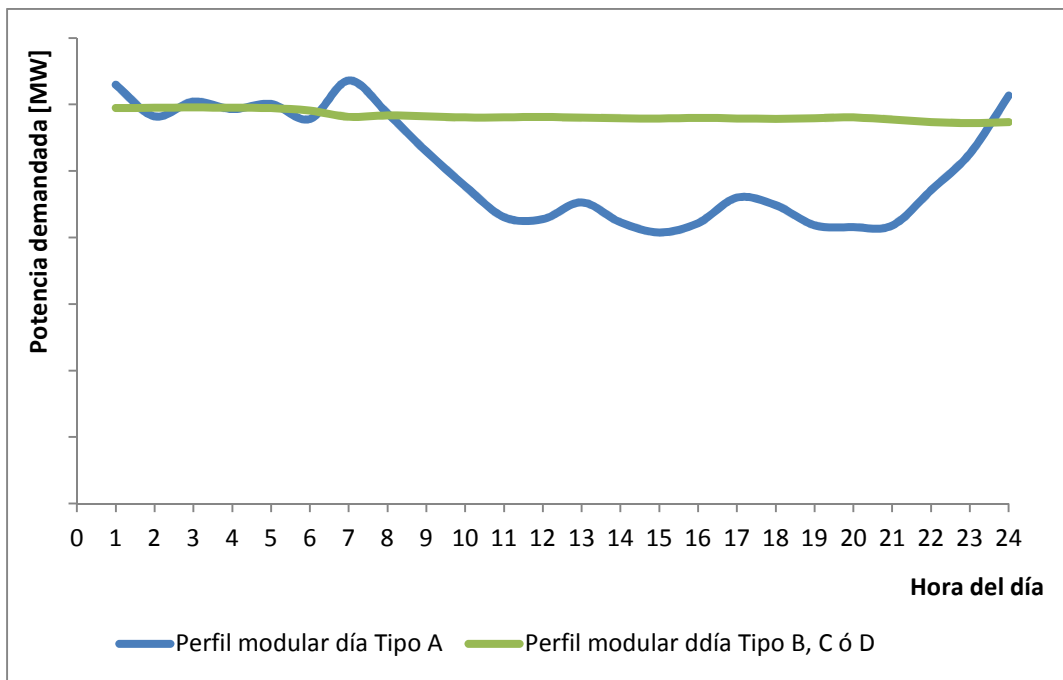


Figura 7.2 Perfiles diarios modulares, diario y festivo

Observando en las Figuras 7.1 y 7.2 estos dos patrones de consumo, es fácil notar que sobre el perfil de consumidor plano la única variable que se puede tomar es el valor de potencia, mientras que en el caso del consumo modulado se introducirá el concepto de coeficiente de modulación, que hará referencia a la relación entre la potencia consumida en horas punta y la consumida en horas valle.

Se trabajará con potencias residuales en tanto por ciento de  $P_{m1}$ , y, en el caso de consumos modulares, con lo que llamaremos “coeficiente de modulación”, de tal forma que los resultados obtenidos con la potencia media anual de 100MW, serían exactamente igual con cualquier otro valor de potencia media anual

### 7.1.1 CONSUMIDOR PLANO

Dado que los descuentos obtenidos son proporcionales a las potencias consumidas y residuales, se elegirá un consumo estándar de potencia contratada 100 MW.

Es habitual que algunos consumidores contraten un margen de potencia de más, ya que la energía consumida con valores de potencia por encima de los contratados es más cara, pero este margen suele ser muy pequeño, dado que los peajes de acceso suponen un gasto extra, muchas veces innecesario.



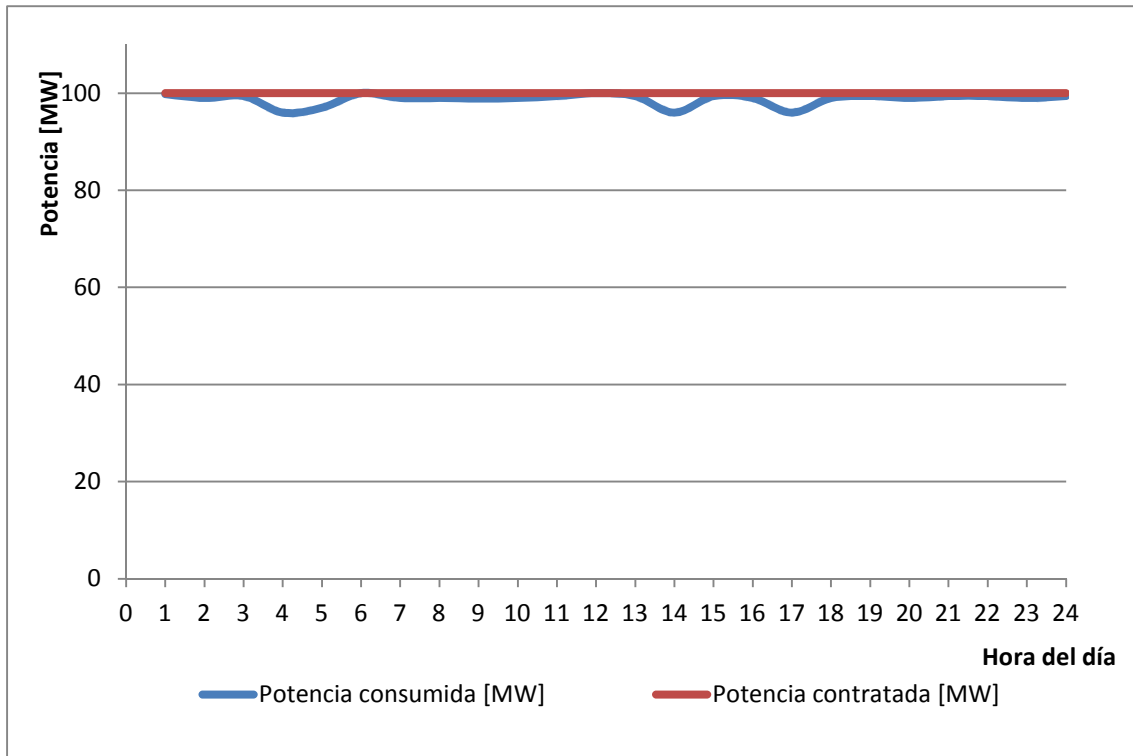


Figura 7.3 Perfiles de consumidor plano, Potencia contratada y consumo diario

El gráfico de la Figura 7.3 representa el perfil de consumo real diario que se utilizará como modelo de consumidor plano. En él se observa que la potencia consumida no es totalmente plana, y que existe un margen mínimo entre la potencia contratada y la potencia consumida (media), ya que el consumo por encima de la potencia contratada resulta especialmente caro. No obstante este margen es muy pequeño, de modo que supondremos que tanto la potencia contratada como la potencia media consumida son realmente iguales en este tipo de consumidores.

Son típicos consumos planos los procesos industriales del papel (industrias papeleras), con contratos de potencia entre 10 y 100 MW, o las plantas de aluminio o zinc, soliendo contratar potencias entre 200 y 400 MW.



### 7.1.2 CONSUMIDOR MODULAR

En los procesos industriales que no requieren un nivel de potencia constante, siempre que el proceso lo permite, se consume la mayor parte de su energía en las horas valle. A este tipo de consumidores le corresponderá el perfil modulado.

Del mismo modo que anteriormente se tomará el valor de 100 MW (de potencia contratada), y se modularán una serie de consumos con distinto valor de potencia contratada en horas valle y punta (aumentando la potencia contratada para las primeras y reduciendo en las segundas), (es decir, distinto grado de modulación, ya que la modulación es la relación entre la energía consumida en horas valle y la energía total consumida).

En particular, la fórmula 7.1 del descuento porcentual expresada en la ITC 2370/2007, tiene como fin incentivar la modulación del consumo de energía eléctrica, y para ello introduce el parámetro H (horas anuales de utilización equivalente), que es una relación entre la energía total consumida en un año y la potencia media en el periodo tarifario 1, y se acota entre los valores 2.100 y 14.000 horas.

Teniendo en cuenta dicha fórmula, podemos desarrollarla de esta forma:

$$DI = 0,78 \cdot \frac{H-2100}{H} \cdot \left[ \frac{s \cdot \sum_{i=1}^n K_i \cdot (P_{m1} - P_{max,i})}{P_{m1}} \right] = 0,78 \cdot \left( 1 - \left( \frac{2100 \cdot P_{m1}}{E_{total\ anual}} \right) \right) \cdot s \cdot \sum_{i=1}^n K_i \cdot \left( 1 - \frac{P_{max,i}}{P_{m1}} \right)$$

$$= 0,78 \cdot \left( 1 - \left( \frac{2100 \cdot P_{m1}}{360 \frac{días}{año} \cdot 24 \frac{horas}{día} \cdot 1 \frac{año}{año} \cdot P_{mT}} \right) \right) \cdot s \cdot \sum_{i=1}^n K_i \cdot \left( 1 - \frac{P_{max,i}}{P_{m1}} \right)$$

(7.1)

Donde  $P_{mT}$  es la potencia media anual consumida, de tal modo que el término  $\frac{P_{m1}}{P_{mT}}$  se puede utilizar como un coeficiente de modulación, ya que es la relación entre la potencia media anual (en todos los periodos tarifarios) y la potencia consumida en horas punta.

Para obtener valores comparables con los que se obtengan de los modelos de consumidores planos, se modelarán los perfiles de consumidores modelados con potencias anuales medias contratadas de 100 MW y 80MW respectivamente.

Para modelar los perfiles de consumo a estudiar se utilizarán de valores límite los correspondientes a 2.100 y 14.000 horas anuales equivalentes de utilización, que son



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

correspondientemente 417,14 y 62,57 MW de potencia contratada en periodo 1, manteniendo constante el valor de la potencia media.

No obstante, la gran parte los valores comprendidos entre estos límites, tienen un coeficiente de modulación superior a 1, es decir, están menos modulados que un consumo plano, y por tanto no son de nuestro interés.

La tabla siguiente (7.1) muestra los casos de perfiles de consumo modulado que se han estudiado:

Perfil de consumo	Potencia [MW]	
	media anual	media en P1
1	100	100
2	100	90
3	100	80
4	100	70
5	100	60

Tabla 7.1

El **Real Decreto 1164/2001**, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en su punto 5.3, define los periodos tarifarios con la siguiente tabla (7.2):

Período tarifario	Tipo de día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
1	De 16 a 22	-	-	-
2	De 8 a 16 De 22 a 24	-	-	-
3	-	De 9 a 15	-	-
4	-	De 8 a 9 De 15 a 24	-	-
5	-	-	De 8 a 24	-
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 7.2

- Donde los días tipo A son “de lunes a viernes no festivos de temporada alta”, considerándose temporada alta los meses de noviembre, diciembre, enero y febrero.



En virtud de esta información se puede determinar el porcentaje de horas anuales del periodo tarifario  $P_1$  (5'039625%), y consecuentemente calcular, conocidas las potencias contratadas en  $P_1$ , las potencias  $P_{valle}$  que harán que se cumpla la media anual de potencia (100 MW). Tabla (7.3).

Perfil de consumo	Potencia media anual [MW]	P valle [MW]	P1 [MW]
1	100	100	90
2	100	101	80
3	100	102	70
4	100	103	60

\*se ha eliminado el valor de potencia  $P_1 = 100$  MW, pues ese caso ya se ha modelado en consumidores planos, dejando únicamente 4 perfiles para estudiar.

Tabla 7.3

Las potencias contratadas deben tener valores redondeados, de modo que todas las potencias valle serán de 110 MW, con lo que se puede configurar la siguiente tabla (7.4) con todos los datos necesarios sobre los perfiles modelados:

Perfil de consumo	Potencia contratada [MW]			Potencia consumida [MW]			Coeficiente de modulación
	Media anual	P valle	P1	Media anual	P valle	P1	
1	100	110	90	100	100	90	0,9
2	100	110	80	100	101	80	0,8
3	100	110	70	100	101	70	0,7
4	100	110	60	100	102	60	0,6

Tabla 7.4

Las figuras 7.4 y 7.5 representan estos perfiles de consumo que se han modelado en días Tipo A y en el resto del año respectivamente, pudiendo observarse claramente en la primera de las dos el grado de modulación de cada perfil a partir de las 16:00, siendo más pronunciada la curva a medida que este crece, mientras que, en la figura 7.5, indistintamente de la hora del día, la media de los consumos es similar para todas las curvas.



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

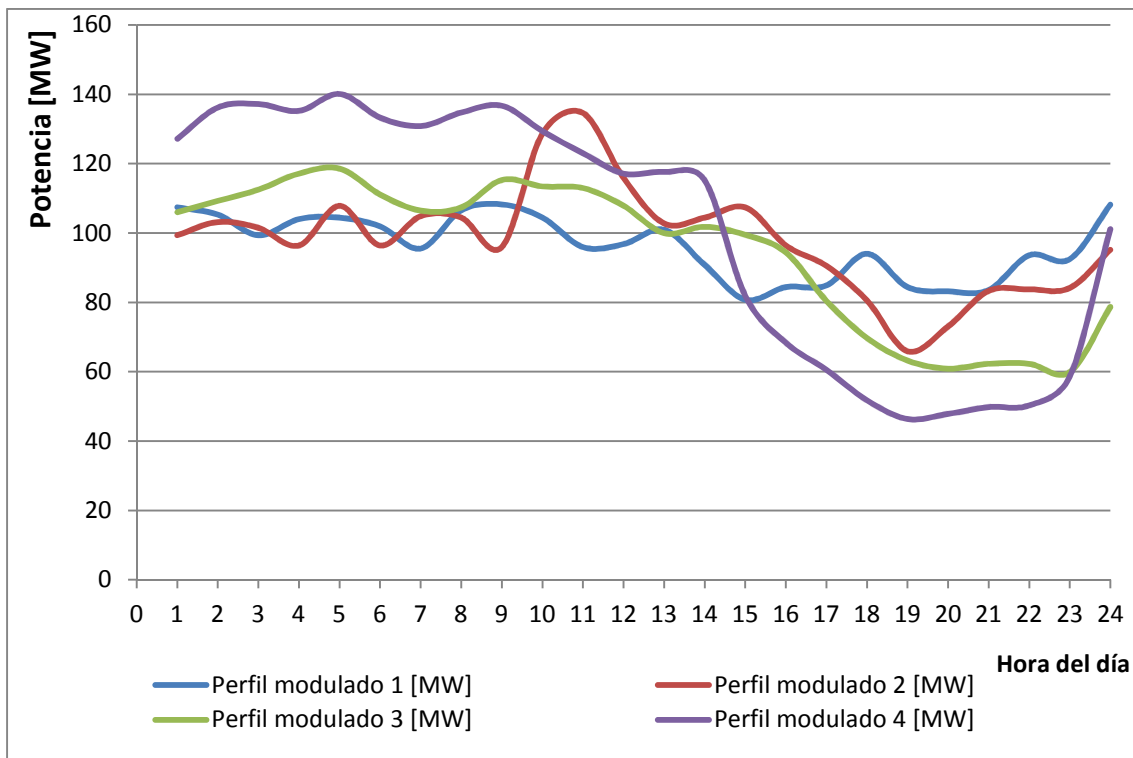


Figura 7.4 Perfiles de consumo modular (distintos coeficientes de modulación), día laborable en temporada alta.

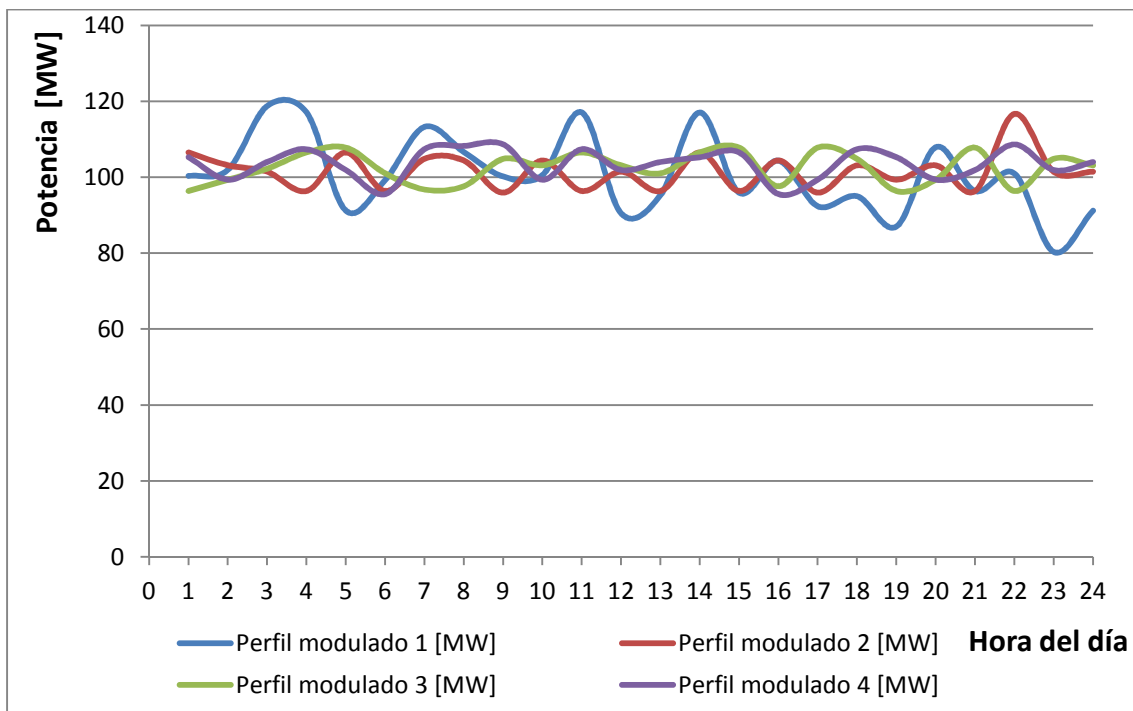


Figura 7.5 Perfiles de consumo modular (distintos coeficientes de modulación), día laborable resto del año.



## 7.2 CUMPLIMIENTO DE CONDICIONES INTERRUMPIBILIDAD:

La orden *ITC/2370/2007* establece en su capítulo III “Procedimiento y requisitos de los consumidores para la contratación del servicio” las condiciones exigidas al ofertante del servicio de interrumpibilidad, dentro del artículo 9 del mismo capítulo. Se trata de 6 requisitos, comentados con anterioridad, algunos de los cuales requieren cálculos matemáticos de comprobación, concretamente los puntos 2 y 3 del citado capítulo.

Como paso previo a los cálculos de los descuentos de que podrían gozar los consumidores adscritos al servicio de interrumpibilidad, se realizarán los cálculos oportunos que permitan comprobar que los perfiles de consumo que se han modelado en el apartado anterior cumplen estos patrones exigidos para ser ofertantes del servicio de interrumpibilidad.

- A) El punto 2 del citado capítulo III se refiere a la potencia mínima ofertada en cualquier periodo tarifario y para cualquiera tipo de orden contratada, exigiendo de ella que no sea nunca inferior a 5MW

Y dice:

*“Ofrecer un valor mínimo de potencia interrumpible ( $P_{of}$ ) en todos los periodos tarifarios, 1 a 6, no inferior a 5 MW, para todos y cada uno de los tipos de reducción de potencia que contrate.*

*A estos efectos se considera cumplida esta condición en un periodo tarifario y para un determinado tipo de reducción de potencia si se acredita la siguiente condición:*

$$(E_j / h_j - P_{max. i}) \geq 5.000 \text{ mW}$$

Donde:

- $P_{of}$  Potencia Interrumpible ofertada por el proveedor del servicio en cada periodo tarifario  $j$  y para cada tipo de orden de reducción de potencia  $i$  que viene definida de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$E_j / h_j - P_{max. i}$$

Donde:



- *Ej: Valor de la energía consumida por el proveedor del servicio en el periodo tarifario j expresada en kWh.*  
*hj: Numero de horas anuales correspondientes al periodo tarifario j*  
*Pmax. i: Valor de potencia máxima a consumir por el proveedor del servicio para el tipo de reducción de potencia, en los periodos en que se solicite la máxima reducción de potencia, expresada en kW.*

*Para acogerse a este sistema, los consumidores deberán acreditar haber cumplido dicha condición durante los dos años anteriores de acuerdo con la información a que se hace referencia en el artículo 11 o estar en condiciones de acreditarla para el año que se desee prestar el servicio en el plan de funcionamiento anual previsto. En el caso de instalaciones que hayan comenzado a funcionar en un plazo inferior a un año en el momento de presentar la solicitud, se exigirá un número de horas de funcionamiento en el periodo equivalente que suponga idéntica proporción a la condición anterior en el periodo transcurrido desde el inicio de su consumo. Para instalaciones nuevas se verificara esta condición sobre el plan de funcionamiento anual previsto.”*

En resumen esta condición lo que exige es que el proveedor del servicio tenga una potencia mínima ofertada en cualquier momento de, al menos, 5 MW. Como se vio en el Capítulo 6, donde se mostraba el diseño y funcionamiento de la aplicación informática diseñada, una de las restricciones impuestas durante el diseño, es precisamente esta, obligando a que la diferencia entre la potencia contratada en cualquier periodo y la potencia residual para cualquier tipo de orden de reducción de potencia sea mayor que 5 MW.

Esta condición por tanto puede darse por cumplida siempre y cuando la potencia contratada sea mayor que 5 MW en cualquier periodo, cosa que todos los perfiles modelados anteriormente cumplen.

- B) El apartado 3 del capítulo obliga a que la energía consumida en el periodo 6 sea al menos igual al 55% de la energía total anual.



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

*El Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en su punto 5.3, define los periodos tarifarios con la siguiente tabla (7.5):*

Horarios a aplicar en cada período tarifario

Período tarifario	Tipo de día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
1	De 16 a 22	-	-	-
2	De 8 a 16	-	-	-
	De 22 a 24	-	-	-
3	-	De 9 a 15	-	-
4	-	De 8 a 9	-	-
	-	De 15 a 24	-	-
5	-	-	De 8 a 24	-
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 7.5

Donde los tipos de días son:

- Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
- Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media.
- Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto en el Sistema Peninsular y el mes correspondiente de mínima demanda en cada uno de los sistemas aislados extra-peninsulares e insulares. Dicho mes se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas.
- Tipo D: sábados, domingos y festivos y agosto en el Sistema Peninsular y el mes de menor demanda para los sistemas aislados insulares y extra-peninsulares (que se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas).

Las temporadas alta, media y baja serán las siguientes:

- a) Para península:
  - Temporada alta: noviembre, diciembre, enero y febrero.
  - Temporada media: marzo, abril, julio y octubre.
  - Temporada baja: mayo, junio, agosto y septiembre.
- Para Baleares, Ceuta y Melilla:
  - Temporada alta: junio, julio, agosto y septiembre.
  - Temporada media: enero, febrero, octubre y diciembre.
  - Temporada baja: marzo, abril, mayo y noviembre.





## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

c) Para las islas Canarias:

- Temporada alta: diciembre, enero, febrero y marzo.
- Temporada media: abril, septiembre, octubre y noviembre.
- Temporada baja: mayo, junio, julio y agosto.

Se considerarán, a estos efectos, como días festivos los de ámbito nacional definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con inclusión de aquellos que puedan ser sustituidos a iniciativa de cada Comunidad Autónoma.

Si se mira el calendario laboral del presente año, para cualquier comunidad autónoma, se observa que hay 11 días festivos (descontando los festivos de Agosto, ya que a efectos de cálculos todos los días de Agosto son del Tipo D).

Con los datos de este calendario laboral y atendiendo a lo dicho en el Real Decreto, se procede a desarrollar el término de energía consumida en cada periodo en MW·h para los seis periodos:

Por tanto, en principio, para que al menos el 55% de la energía consumida en un año se consuma en periodo 6, podríamos simplemente considerar lo siguiente:

- El número de días D anuales será:

$$\begin{aligned} \text{Fracción anual días } D &= \frac{\left(365 \frac{\text{días}}{\text{año}} - 31 \frac{\text{días}}{\text{agosto}}\right)}{7 \frac{\text{días}}{\text{semana}}} \cdot 2 \frac{\text{sáb. y dom.}}{\text{semana}} + 11 \frac{\text{festivos}}{\text{año}} = \\ &= 137'42857 \frac{\text{días TipoD}}{\text{año}} \end{aligned} \quad (7.2)$$

\*Nótese que solo se han tenido en cuenta los festivos que no son de agosto.

- Consecuentemente el número de horas pertenecientes al periodo 6 será:

$$\text{Horas}_{P_6} = \left[ \frac{\left(365 \frac{\text{días}}{\text{año}} - 13742'857 \frac{\text{días TipoD}}{\text{año}}\right)}{3} + 137'42857 \frac{\text{días TipoD}}{\text{año}} \right] \cdot 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}}; \quad (7.3)$$

- que expresado en días resulta igual a:

$$\text{Horas}_{P_6} = 213'2857 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 58'43\% \text{ del año} \quad (7.4)$$



Se puede afirmar que *un consumidor plano siempre consume más del 55% de la potencia anual en periodo 6*, ya que los MW·h de energía consumida son iguales en cualquier hora del año.

- Consumidores modulados:

Se puede por tanto concluir que, consecuentemente, el consumidor modulado siempre cumplirá esta condición, pues únicamente se modelaron consumos cuya relación:

$$H = \frac{\text{Energía}_{\text{total anual}}}{P_{m1}} \geq 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} \cdot 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} = 8760 \text{ horas equivalentes de utilización};$$

que son justamente las horas de utilización de un consumidor plano.

No obstante cualquier industria es susceptible de parar el completo los procesos industriales que desarrolla, o al menos parte de su maquinaria por mantenimiento o averías, un factor a tener en cuenta para evitar incumplimientos de las condiciones exigidas para el cumplimiento de las relaciones contractuales.

Esto obliga a realizar cálculos más detallados, donde se estimará un mes anual, (un periodo de tiempo muy superior al habitual para paradas de mantenimiento), de parada por mantenimiento o avería para cada perfil de consumo, haciendo los cálculos pertinentes teniendo en cuenta que ese mes pueda ser de cualquier tipo de día (días Tipo A, B, C y D).

- Cálculo de corroboración  $P_6 > 55\% P_{\text{total}}$ :

$$E_{P6} = \left[ \left[ 52 \cdot \left( \frac{260-11}{260} \right) \right] \cdot \sum_{j=1,5}^{i=1,7} P_j^i + [(52 \cdot 2) + 11] \cdot \sum_{j=6,7}^{i=1,24} P_j^i \right] \quad (7.5)$$

$$E_{P5} = \left[ 52 \cdot \left( \frac{260-11}{260} \right) \right] \cdot \sum_{j=1,5}^{i=8,24} P_j^i \quad (7.6)$$

$$E_{P4} = \left[ 52 \cdot \left( \frac{260-11}{260} \right) \right] \cdot \sum_{j=1,5}^{i=15,24} P_j^i \quad (7.7)$$

$$E_{P3} = \left[ 52 \cdot \left( \frac{260-11}{260} \right) \right] \cdot \sum_{j=1,5}^{i=9,14} P_j^i \quad (7.8)$$

$$E_{P2} = \left[ 52 \cdot \left( \frac{260-11}{260} \right) \right] \cdot \sum_{j=1,5}^{i=8,15} P_j^i \quad (7.9)$$

$$E_{P1} = \left[ 52 \cdot \left( \frac{260-11}{260} \right) \right] \cdot \sum_{j=1,5}^{i=16,21} P_j^i \quad (7.10)$$

- $\left( \frac{260-11}{260} \right)$  es el factor de corrección que aplicamos para días laborables (11 festivos de promedio y 260 L-V de promedio)



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

- 52 son las semanas anuales
- “i” son las horas del día (0, 24)
- “j” días de la semana (1,7 → L, V)
- A, B, C y D son los coeficientes correspondientes al tipo de día según el artículo 8.

(Estos valores de potencia se refieren a consumos semanales con distinción del día de la semana).

Para simplificar los cálculos sería interesante obtener la fracción anual que ocupa cada periodo tarifario, pero dado que esta fracción depende del Tipo de día, primeramente se buscará la fracción que cada Tipo de día representa en un año completo.

Con la información que se tiene, se configura una tabla, con los datos del calendario laboral de Madrid 2001 (por tomar un calendario peninsular representativo), donde podemos obtener la fracción anual de días Tipo A, B, C y D, que utilizaremos para obtener los consumos en cada periodo tarifario, a fin de simplificar los cálculos:

TIPO DÍA	MES	DIAS/MES	FESTIVOS	SABADOS	DOMINGOS	TOTALES	FRACCIÓN ANUAL	FRACCIÓN TIPO DÍA ANUAL [%]
A	enero	31	2	5	5	12	0,0519	21'58 %
	febrero	28	0	4	4	8	0,0546	
	noviembre	30	2	5	5	12	0,0492	
	diciembre	31	0	5	4	9	0,0601	
B	marzo	31	0	4	4	8	0,0628	22'70%
	abril	31	2	5	4	11	0,0546	
	julio	31	1	5	5	11	0,0546	
	octubre	31	1	5	5	11	0,0546	
C	septiembre	31	1	5	5	11	0,0546	16'93 %
	mayo	30	1	4	4	9	0,0574	
	junio	30	1	4	4	9	0,0574	
D	agosto	31	31	0	0	31	0,0847	38'79 %
	festivos	366	11	51	49	111	0,3033	

Tabla 7.6



Si se utilizan los coeficientes obtenidos en la tabla 7.6, otra forma, más sencilla que la expresada anteriormente de comprobar que se cumple las condiciones de interrumpibilidad sería:

$$E_{P6} = [365 \cdot (A + B + C)] \cdot \sum_{i=0,8} P_i + [365 \cdot D] \cdot \sum_{i=1,24} P_i \quad (7.11)$$

$$E_{P5} = [365 \cdot C] \cdot \sum_{i=8,24} P_i \quad (7.12)$$

$$E_{P4} = [365 \cdot B] \cdot \sum_{i=8,15,24} P_i \quad (7.13)$$

$$E_{P3} = [365 \cdot B] \cdot \sum_{i=9,14} P_i \quad (7.14)$$

$$E_{P2} = [365 \cdot A] \cdot \sum_{i=8,15,22,24} P_i \quad (7.15)$$

$$E_{P1} = [365 \cdot A] \cdot \sum_{i=16,21} P_i \quad (7.16)$$

Aplicando sobre los perfiles modelados se obtiene:

		Energía parada) (sin [MW·h/año]		Ep6/Etotal anual [%]			
		E total anual	Ep6	Sin parada	Parada en días A	Parada en días B ó C	Parada en días D
<b>Perfil plano</b>		849207	496192	58,43	64,26	61,34	<b>54,80</b>
<b>Perfil modular</b>	<b>1</b>	851360	500037	58,73	64,86	61,80	55,11
	<b>2</b>	853513	503882	59,04	65,46	62,25	55,42
	<b>3</b>	855666	507728	59,34	66,07	62,70	55,73
	<b>4</b>	857819	511573	59,64	66,67	63,15	56,04

Tabla 7.7

De modo que, como se aprecia en la tabla 7.7 el único caso en el que dejan de cumplirse las condiciones exigidas, es cuando el consumidor plano realiza la parada durante un mes completo en días festivos.

En caso de deberse la parada a una avería, esto obligaría a este tipo de consumidores a compensar esto durante el resto del año. Es importante que los consumidores comuniquen al OS cualquier incidencia, pues, en caso de avería prolongada, esta comunicación podría eximirles del contrato sin penalización de ningún tipo.



Por supuesto, este tipo de consumidores, deberán tratar de realizar las paradas de mantenimiento durante días de otro tipo (A, B o C), si este mantenimiento requiere de mucho tiempo (podrían permitirse 27 días, a partir de ahí dejarían de cumplir las condiciones exigidas).siendo habitual en paradas de mantenimiento periodos en torno a los 10 ó 15 días/año.

## 7.3 CÁLCULOS DE RETRIBUCIÓN SEGÚN PERFILES

Una vez comprobado que los perfiles de consumo que se van a estudiar cumplen con los requisitos que exige la ITC 2370/2007 se procederá al cálculo de la retribución obtenida en función de las variables existentes.

### 7.3.1 CONSUMIDOR PLANO

Se utilizará el programa informático que se ha desarrollado para calcular, con distintas potencias residuales, los descuentos que se obtendrían si se contratase el servicio de interrumpibilidad con el perfil de consumo plano modelado anteriormente.

Aunque no es habitual que los consumidores planos contraten los 5 tipos de órdenes de interrupción, dado que por lo general se trata de consumidores que trabajan procesos industriales continuos, aquí se estudiarán los descuentos obtenido con las dos modalidades de contrato.

Como es lógico, por tratarse de perfil plano no variarán las horas de utilización, que serán siempre:

$$H = \frac{\text{Energía consumida en el año}}{P_{m1}} = = \frac{365 \frac{\text{días}}{\text{año}} \cdot 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \cdot 1 \text{ año} \cdot P_{\text{(media anual)}}}{P_{m1}} \quad (7.17)$$



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

Y, dado que la potencia media consumida en el periodo 1 será igual a la potencia media de consumida en cualquier otro periodo, y del mismo modo a la potencia media consumida en todo el año, de modo que:

$$H = 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} \cdot 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \cdot 1 \text{ año} = \text{cte.} = 8.760 \text{ horas} \quad (7.18)$$

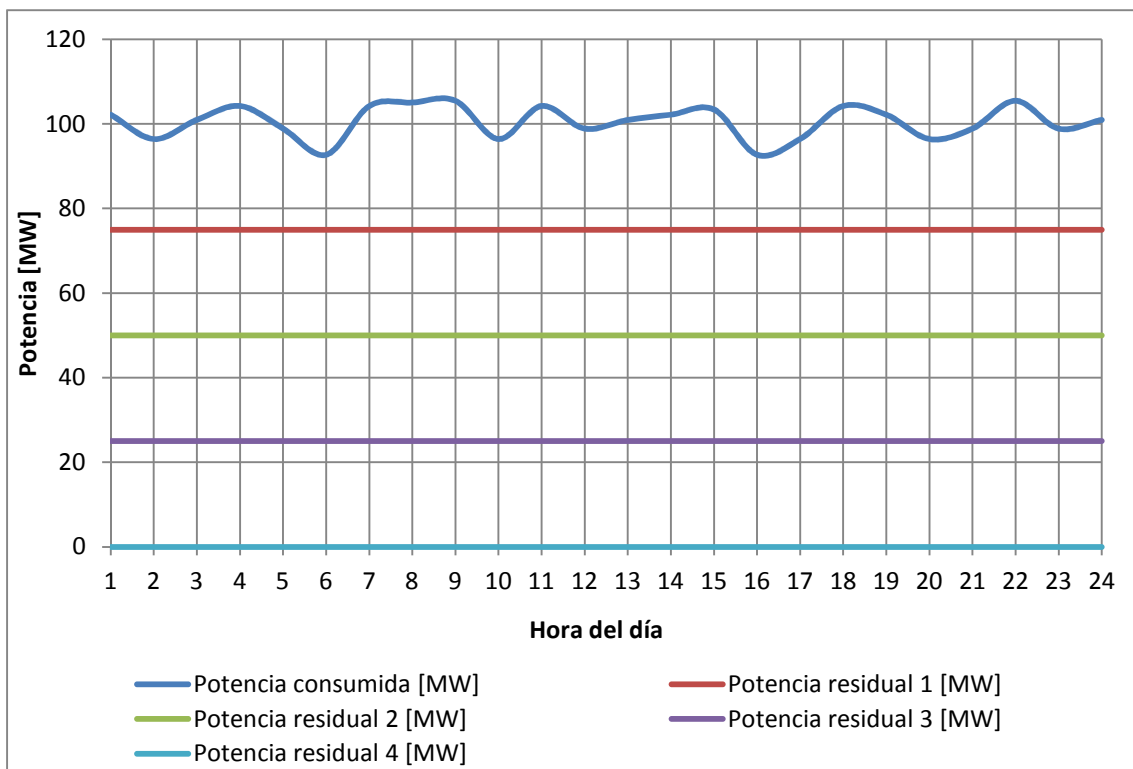


Figura 7.6 Potencia consumida y potencias residuales de muestreo

Se tomarán por tanto todos los valores medios de potencia de consumo de 80 MW, de modo que los valores de las variables en la fórmula del descuento porcentual quedará:

$$DI = 0.78 \cdot \frac{H-2100}{H} \cdot \left[ \frac{s \cdot \sum_{i=1}^n K_i \cdot (P_{m1} - P_{max,i})}{P_{m1}} \right] \quad (7.19)$$

Siendo:



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

- $H = \text{cte.} = 8.760$  horas (supuesto sin paradas por avería o mantenimiento).
- $P_{m1} = \text{cte.} = 80$  MW
- $s = 0'85$  ó  $0'65$  según sea modalidad "a" o "b" de contrato (3 ó 5 tipos de ordenes de reducción de potencia).
- $i =$  tipo de orden de reducción de potencia
- $K_i$ :

Tipo	K
1	25
2	25
3	14
4	16
5	20

### A) Modalidad A: 3 tipos de Órdenes de interrupción.

Con esta modalidad de contrato se realizan lo mismo cálculos de retribución, obteniendo resultados algo menores que en el caso anterior, para las hipótesis consideradas. En los casos más favorables las retribuciones superan el 25% del importe de factura, superando los 12 €/MW·h, cifra muy lejana al descuento máximo admisible por ITC.

Caso	Potencia residual	DI (%)	RSI (€/MW·h)
Presidual 1 [MW]	75	6,30	3,0086
Presidual 2 [MW]	50	12,60	6,0172
Presidual 3 [MW]	25	18,90	9,0259
Presidual 4 [MW]	0	25,20	12,0345
*Cálculos hechos para $P_{m1} = P_{mi} = 80$ MW y P contratada para todos los periodos 100 MW *Descuento calculado con precio medio de la energía a aplicar en el primer trimestre de 2011 para determinar la retribución anual del servicio de interrumpibilidad, fijado su valor en 47,75 euros/MWh."			

Tabla 7.8

La aplicación informática desarrollada con Crystal Ball para el caso de consumidor plano ayuda a valorar la importancia del valor de potencia residual en nuestro caso concreto de potencia media de 80 MW. En su modo "sensitivity chart" extrae la importancia de cada variable en el resultado final de la fórmula.

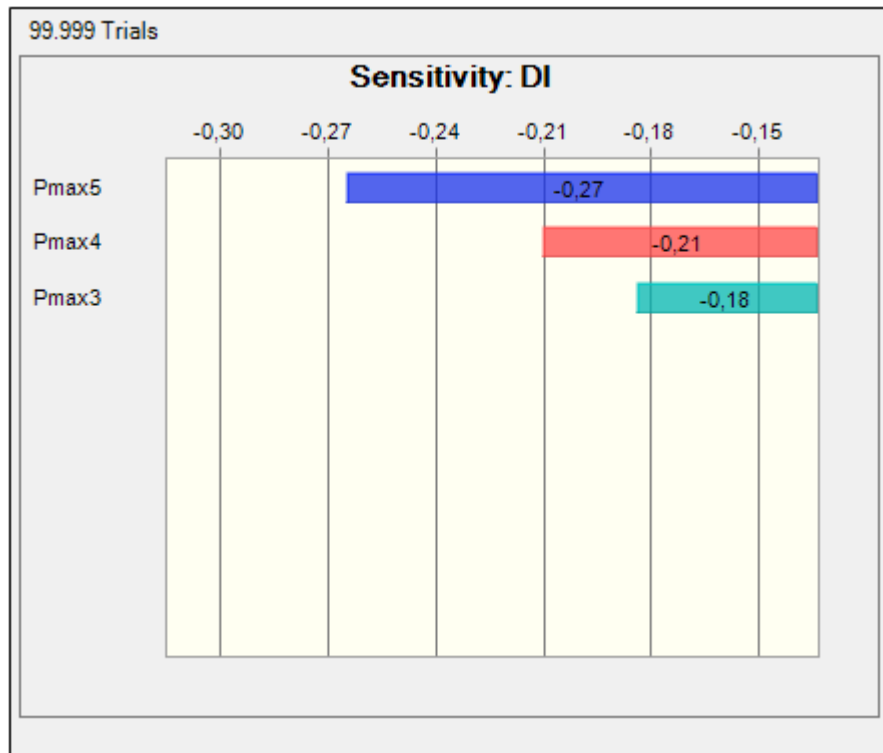


Figura 7.7 Sensibilidad de DI con respecto a las potencias residuales en un consumidor plano, con modalidad de contrato A.

Ya que considerando la potencia media consumida fija (80 MW) para nuestro caso, las únicas variables que hay en la fórmula del descuento son las potencias residuales para cada tipo de orden de reducción.

La aplicación informática en su opción de “Sensitivity Chart” ponderará por tanto la importancia de cada potencia residual, y como vemos, en todos los casos lo hace con signo negativo, ya que cuanto mayor sea la potencia residual contratada en cada tipo de orden de reducción de potencia, menor será la potencia interrumpible, y menor por tanto la retribución obtenida.

Como se puede ver en el gráfico de la Figura 7.7, el peso de cada valor de potencia residual es distinto.

Destaca la importancia de la potencia residual para el tipo de orden de reducción de potencia 5 a la hora de conseguir mayores descuentos, ya que su ponderación es sensiblemente mayor que para los tipos 3 y 4. Esto se debe a que las interrumpibilidades tipo 5 no requieren de preaviso (son instantáneas), y, aunque su duración sea menor, exigen del proveedor del servicio una disponibilidad inmediata.

Las interrumpibilidades tipo 4, con preaviso mínimo de 5 minutos son las siguientes en importancia, siendo el descuento bastante más sensible que en el caso de las interrumpibilidades tipo 3.





B) Modalidad B: 5 tipos de órdenes de reducción de potencia.

La retribución calculada para cada uno de los casos supuestos de potencia residual se expone a continuación:

Caso	Potencia residual	DI (%)	RSI (€/MW·h)
Presidual 1 [MW]	75	9,64	4,6014
Presidual 2 [MW]	50	19,27	9,2028
Presidual 3 [MW]	25	28,91	13,8042
Presidual 4 [MW]	0	38,55	18,4057
*Cálculos hechos para $P_{m1} = P_{mi} = 100$ MW y P contratada para todos los periodos 100 MW *Retribución calculada con precio medio de la energía a aplicar en el primer trimestre de 2011 para determinar la retribución anual del servicio de interrumpibilidad, fijado su valor en 47,75 euros/MWh.”			

Tabla 7.9

Como se observa no es fácil alcanzar la máxima retribución admisible, consistente en 20 €/MW·h, ni aún cuando el proveedor del servicio ofrece el total de su potencia contratada como potencia interrumpible, y tratándose además de la modalidad de contrato de mayor impacto retributivo. No obstante esta retribución máxima depende del precio de la energía en el mercado, y por tanto, cuanto más cara esté ésta, mayor será la retribución obtenida.

Igual que anteriormente se obtienen los pesos de cada variable en el resultado final, en este caso las 5 potencias residuales contratadas, por tratarse de la modalidad b) de contrato:

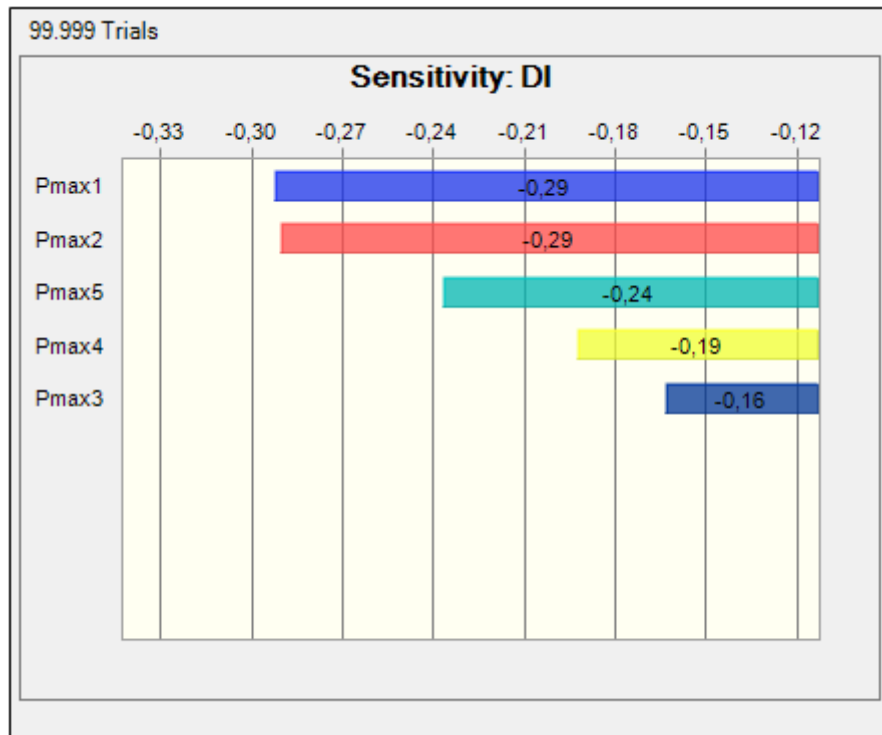


Figura 7.8 Sensibilidad de DI con respecto a las potencias residuales en un consumidor plano, con modalidad de contrato B.

Las potencias residuales para los tipos de ordenes de reducción de potencia 1 y 2 son las más pesadas, e iguales en valor, ya que el coeficiente  $K_i$  es 25 en ambos casos, y luego por orden de mayor a menor peso van las potencias residuales 5, 4 y 3.

Es obvio que el proveedor del servicio obtendrá siempre más descuento cuantos más riesgos o inconvenientes pueda conllevar la contratación del servicio.

No obstante, las órdenes de reducción de potencia instantáneas no son las que más retribución conllevan, sino las interrupciones largas, de modo que, en caso de ser posible para el proveedor, dependiendo del proceso industrial que desarrolle y de si este le permite reducir la potencia drásticamente en un periodo largo de tiempo, esto le reportará grandes beneficios.

Es posible que el proveedor del servicio no pueda permitirse reducir mucho la potencia de forma instantánea o con un preaviso corto, de igual modo que es posible que por el contrario, lo que no pueda hacer es reducir la potencia de forma muy prolongada, y en cambio no le resulte difícil reducirla durante poco tiempo aunque sea de forma instantánea.



Para estudiar las retribuciones que este tipo de consumidores podrían obtener, y valorar si es más beneficioso ofrecer el servicio de interrumpibilidad para consumidores planos de uno u otro tipo, se realizarán iteraciones manteniendo la potencia residual constante en las órdenes largas/cortas y variando las cortas/largas.

Se elegirá una potencia residual fija del 75% de potencia contratada y las variables de 25% y 0% de la potencia contratada.

El resultado es el siguiente:

Perfil de consumo / Modalidad	Preferencia por órdenes	Potencia residual largas [%] (Tipos 1 y 2)	Potencia residual cortas [%] (Tipos 3, 4 y 5)	DI [%]	RSI [€/MW·h]
Plano / B	Cortas	75	25	19,27	9,2028
			0	24,09	11,5035
	Largas	25	75	19,27	9,2028
		0		24,09	11,5035

Tabla 7.10

Como se ve, los descuentos obtenidos son iguales para los casos “simétricos”; lo que quiere decir que quiere decir que, para el supuesto que se expuso con anterioridad, ambos consumidores saldrían igualmente beneficiados en el uso del servicio.

Por tanto, no es más beneficiosa la prestación del servicio para un consumidor cuyo proceso no pueda permitirse interrupciones inmediatas que para uno que no pueda permitirse largas reducciones de potencia.

### 7.3.2 CONSUMIDOR MODULAR

Los perfiles modulares modelados con anterioridad servirán para conocer la importancia de la modulación en la retribución final.

Perfil de consumo	Potencia consumida [MW]			Coeficiente de modulación
	Media anual	P valle	P1	
1	100	101	90	0,9
2	100	102	80	0,8
3	100	102	70	0,7
4	100	103	60	0,6

Tabla 7.11

A modo de ejemplo, la figura 7.9 muestra los consumos diarios y potencias medias del perfil de consumo 4 de entre los modelados. La zona sombreada indica la zona punta (periodo tarifario 1) cuando se trata de días tipo A.

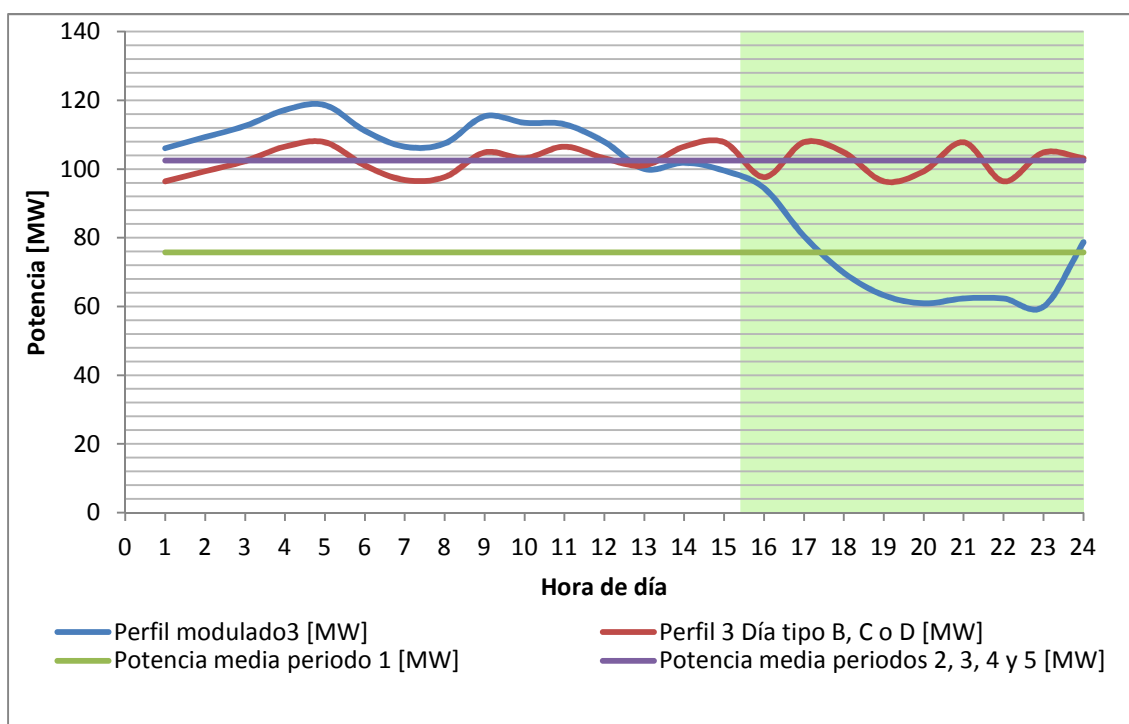


Figura 7.9 Representación gráfica de los perfiles de consumo diarios en días Tipo A, días Tipo B, C y D, potencia media en periodo tarifario 1 y potencia media en el resto de los periodos.



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

Igual que se hizo anteriormente se separarán los cálculos en función de la modalidad de contrato.

A) Modalidad A, 3 tipos de ordenes de reducción de potencia:

Del mismo modo que anteriormente se han realizado una serie de estimaciones de las retribuciones que se obtendrían con diferentes perfiles de consumo y diferentes porcentajes de potencia residual (igual porcentaje para cualquier tipo de orden).

Al tratarse de perfiles de consumo modulares, la potencia que ofrecida en cada periodo no es la misma, por tanto, en estos casos los porcentajes de potencia residual los se harán respecto a l Pm1, quedando:

Modalidad de contrato	Perfil de consumo	Potencia residual [%Pm1]	Potencia residual [MW]	DI [%]	RSI [€/MW·h]
A	1	75	54	6,50	3,1035
		50	36	13,00	6,2070
		25	18	19,50	9,3105
		0	0	26	12,4139
	2	75	48	6,70	3,1984
		50	32	13,40	6,3967
		25	16	20,09	9,5951
		0	0	26,79	12,7934
	3	75	42	6,90	3,2932
		50	28	13,79	6,5864
		25	14	20,69	9,8797
		0	0	27,59	13,1729
	4	75	36	7,10	3,3881
		50	24	14,19	6,7762
		25	14	21,29	10,1642
		0	0	28,38	13,5523

Tabla 7.12

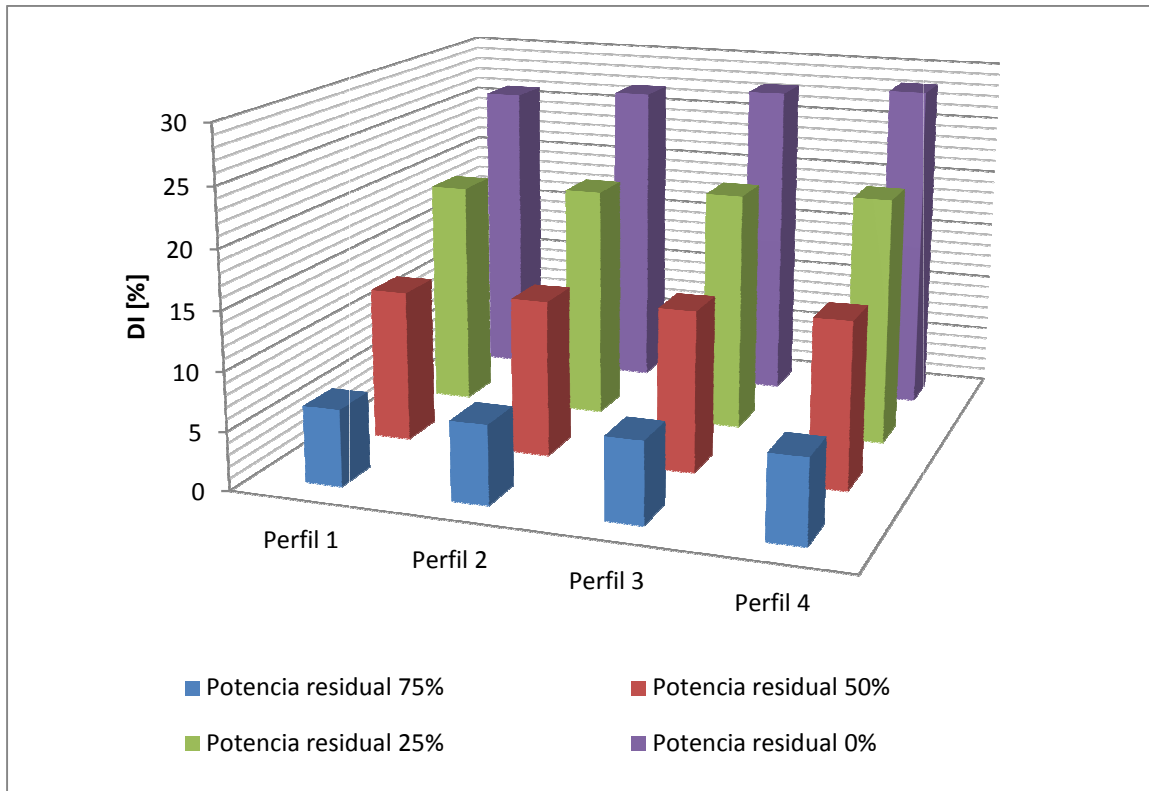


Figura 7.10, Descuentos porcentuales obtenidos sobre los 4 perfiles modulares modelados con distintas potencias residuales en modalidad de contrato A.

Si se observan donde los valores obtenidos en la tabla 7.12, representados gráficamente en la figura 7.10 se verá que, respecto a los consumidores planos, se obtiene mayor descuento cuando la potencia residual es muy pequeña, pero en cuanto la potencia residual sea relativamente grande este descuento se reducirá mucho, siendo en muchos casos menor que el descuento obtenido con mismo valor de potencia residual (en MW, no en tanto por ciento), que en el caso de consumidores planos. Esto se debe a los términos del sumatorio:

$$\sum_{i=1}^n K_i \cdot (P_{m1} - P_{max,i}) \quad (7.20)$$

Ya que ahora,  $P_{m1}$  es menor que antes (aunque la media de consumo siga siendo la misma).

Se entiende por tanto, que en el caso de consumidores modulares, será mucho más interesante contratar el servicio cuando se pueda prescindir de la gran mayoría de la potencia en caso de interrupción de potencia, siendo muy fácil que llegue a no ser rentable en cuanto esta condición no se cumpla.

Si, de igual modo que se hizo con consumidores planos, se hace un estudio de la sensibilidad de la retribución en función de la distintas variables, se verá (ver figura 7.11), que el grado de modulación (representado por la  $Pm1$ , ya que la potencia media anual la dejamos congelada en un valor de 100MW), no afecta tanto como las potencias residuales en cada tipo de orden. Algo que ya se podía intuir en el gráfico de la figura 7.10 .

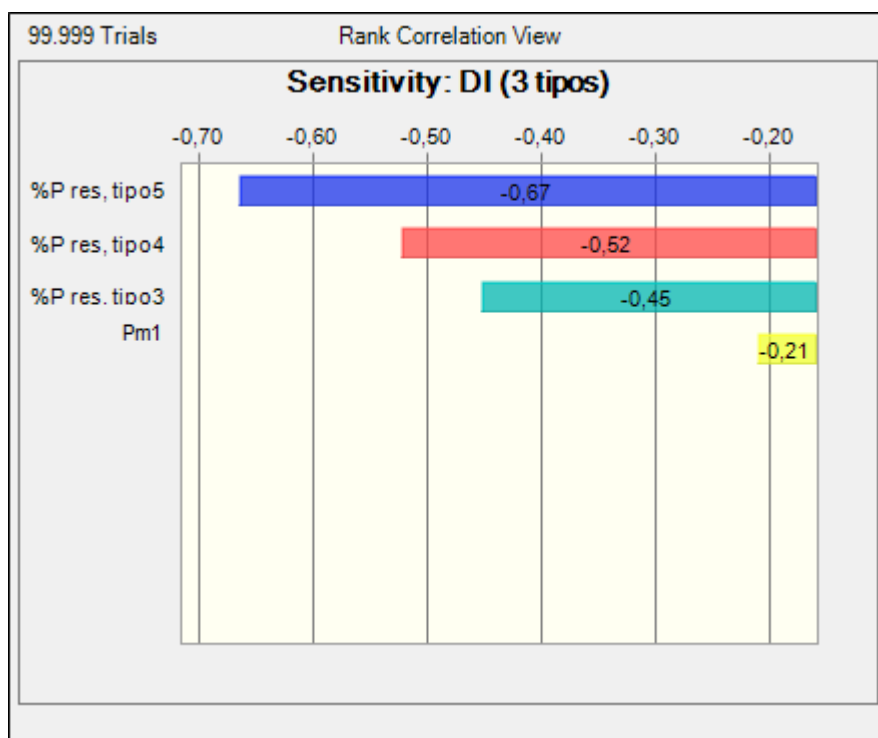


Figura 7.11, Análisis de sensibilidad de los parámetros para consumos modulares modalidad de contrato A.

Analizando la figura 7.11, aparte de la sensibilidad de la fórmula al grado de modulación, observamos cómo, de igual modo que ocurría en los consumidores planos, las potencias residuales de las órdenes con menor preaviso son las que repercusión tienen en el resultado final de la retribución, y sucesivamente las de mayor preaviso van perdiendo importancia.

Al aparecer más variables en nuestra fórmula de descuento, será práctico usar la herramienta Opt Quest de Crystal Ball, que nos ayuda a buscar los valores óptimos en una fórmula.



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

Con la aplicación informática diseñada, al poner a funcionar OptQuest, el programa comenzará a dar valores tratando de encontrar aquellos que mejor hagan cumplir nuestros requerimientos, en este caso, maximizar el valor de DI (descuento porcentual).

OptQuest aplicado a la fórmula del descuento 7.1, localiza la mejor solución (para potencia media anual de 100MW) en un descuento de 32,75%, que supone una retribución final de **15,6394** €/MW·h, con el precio del mercado actual. Esta solución se consigue cuando la potencia media en P1 es igual a 5MW (el mínimo permitido), y se cede toda la potencia como interruptible (potencia residual para cualquier tipo de orden de reducción es cero). Luego esto quiere decir que un consumidor extremadamente modulado podría obtener una elevada retribución cediendo únicamente 5MW de potencia.

### B) Modalidad b: 5 tipos de ordenes de reducción de potencia

Igual que anteriormente se conforma la siguiente tabla (7.13) con valores calculados para una serie de potencias residuales con los distintos perfiles modelados:

Modalidad de contrato	Perfil de consumo	Potencia residual [%Pm1]	Potencia residual [MW]	DI [%]	RSI[€/MW·h]
<b>B</b>	<b>1</b>	75	54	9,94	4,7465
		50	36	19,88	9,4930
		25	18	29,82	14,2395
		0	0	39,76	18,986
	<b>2</b>	75	48	10,24	4,8916
		50	32	20,49	9,7832
		25	16	30,73	14,6748
		0	0	40,98	19,5664
	<b>3</b>	75	42	10,55	5,0367
		50	28	21,10	10,0734
		25	14	31,64	15,1101
		0	0	<b>42,19</b>	<b>20</b>
	<b>4</b>	75	36	10,85	5,1818
		50	24	21,70	10,3635
		25	14	32,56	15,5453
		0	0	<b>43,41</b>	<b>20</b>

\*se marcan en negrita los valores que superaban la retribución máxima admisible.

Tabla 7.13



Como se ve en la tabla 13, en estos casos si se consigue alcanzar la retribución máxima (20€/MW·h), en los dos casos de mayor modulación y solo cuando se ofrece toda la potencia como interrumpible.

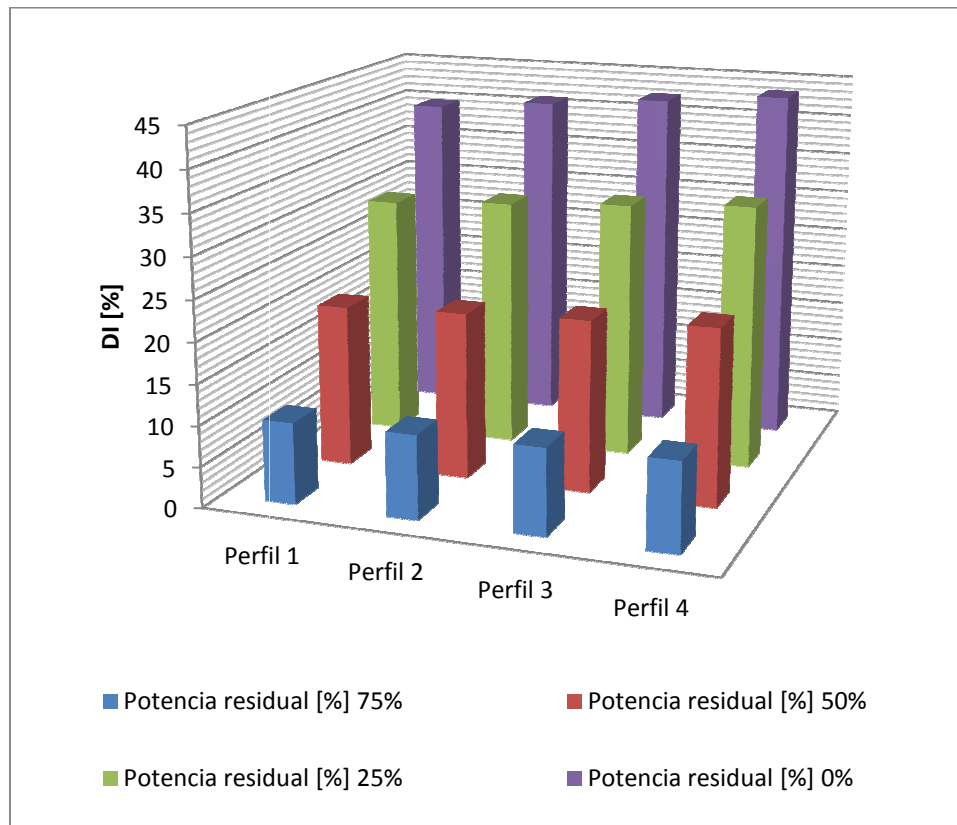


Figura 7.12, Descuentos porcentuales obtenidos sobre los 4 perfiles modulares modelados con distintas potencias residuales en modalidad de contrato B.

Los valores obtenidos se dibujan en la figura 7.12 igual que anteriormente a fin de obtener un resultado más visual de lo que la tabla contiene.

De forma análoga a como se hizo con el modelo de contratación A, se verá a continuación el análisis de sensibilidad de las distintas variables, (figura 7.13)

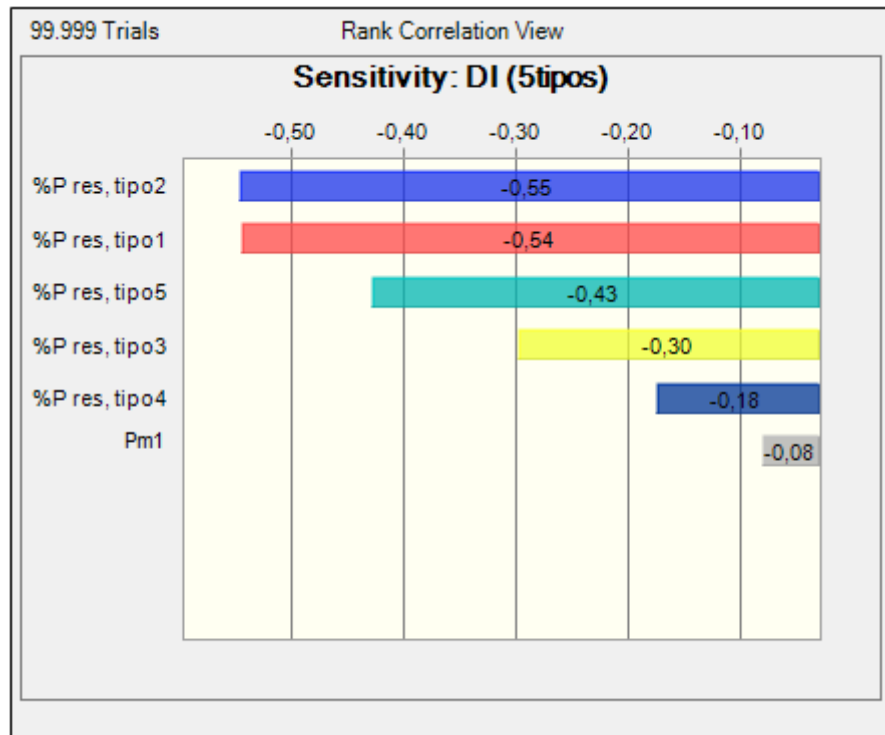


Figura 7.13, Análisis de sensibilidad de los parámetros para consumos modulares modalidad de contrato A.

Los resultados extraídos del análisis de sensibilidad no alumbran nada nuevo, igual que ocurría anteriormente, la potencia media en el periodo tarifario 1 es el factor menos determinante y as potencias residuales mantienen la jerarquía de importancia del análisis hecho para consumidores planos.

Si de nuevo se utiliza OptQuest para encontrar la mejor solución, esta vez, con los 5 tipos de interrumpibilidad, se alcanza hasta un 50,09% de descuento, que supone una retribución de 24,1775 €/MW·h, (obviamente solo podría alcanzarse 20 €/MW·h con este precio por megavatio), y de nuevo es preciso para alcanzar este valor máximo ceder toda la potencia (potencias residuales igual a cero) y tener una potencia media en P1 mínima (5 MW). De nuevo, en un caso de un consumidor extremadamente modulado, se puede obtener una enorme retribución con una mínima cesión de potencia, (5 MW), llegando en esta caso a superar el límite si se tienen en cuenta los precios estos precios de energía.



Pero, cabe preguntarse, ¿Cuál es el esfuerzo mínimo que debería hacer un consumidor para alcanzar la máxima retribución? O dicho de otra forma, ¿de qué diferentes formas puede alcanzarse la máxima retribución?

Con la aplicación desarrollada y en la opción de OptQuest podemos calcularlo.

Si seleccionamos como objetivo que el valor de RSI sea el máximo (20€/MW·h), y en las restricciones indicamos que variables deseamos que alcancen el máximo o mínimo valor posible, la aplicación obtendrá los valores que ajustándose a nuestros requisitos cumplan la retribución indicada.

- De este modo, por ejemplo, si se impone como restricciones que tanto el porcentaje en la interrupciones cortas como en las largas de potencia residual sea máximo, y que la potencia  $P_{m1}$  sea máxima, OptQuest encuentra la mejor solución para los valores de potencia residual (para cualquier tipo de orden de interrupción) de un **2'48%** de la potencia  $P_{m1}$ , cuando esta es igual a **51'92 MW** (dato que también calcula el programa).
- También se puede ver como si se ofrece **toda la potencia como interrumpible**, únicamente es precio que  $P_{m1}$  sea de **72'53MW** para alcanzar el descuento máximo.

En definitiva los factores más determinantes para obtener la máxima retribución son tener una potencia residual de, como mucho un 5% de la potencia en el periodo tarifario 1, y estar en un nivel de modulación alto, nunca inferior al 70%. No es posible alcanzarlo si alguna de las dos condiciones no se cumple.

No obstante, se pueden alcanzar grandes descuentos con perfiles planos o poco modulados (entre un 25-40% dependiendo del modelo de contratación), siempre que las potencias residuales sean inferiores al 20-30% de la potencia contratada en periodo tarifario 1 (dependiendo del grado de modulación del perfil), pero en ningún caso se obtendrán descuentos elevados (siempre por debajo del 15%) cuando las potencias residuales sean altas.

Por debajo del 50-60% por cierto comienzan a ser sensiblemente mayores las retribuciones obtenidas en consumidores planos frente a modulados, indistintamente del grado de modulación.

Si se comparan los resultados obtenidos con perfiles planos frente a los obtenidos con perfiles modulares, con los mismos porcentajes de potencia residual (ver Figura 7.14), se ve que las retribuciones obtenidas son siempre más altas cuando el consumidor modula su potencia.

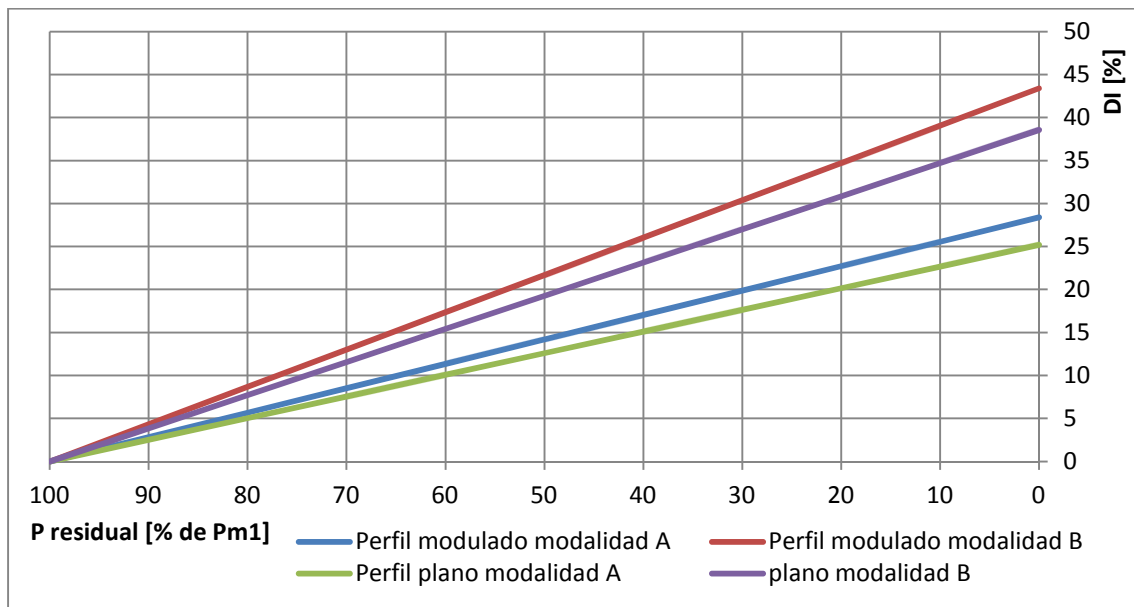


Figura 7.14 Comparativa descuentos obtenidos perfil plano y modular (coeficiente de modulación de 0,6) con distintas potencias residuales expresadas en tanto por ciento de la potencia media en periodo tarifario 1.

No obstante, al comparar estos perfiles respecto a la potencia residual en tanto por ciento, no se está teniendo en cuenta que el consumidor modular está entregando menos potencia interrumpible.

Cuando se comparan consumidores que no pueden comprometer potencias residuales muy bajas, y éstas se miden en MW, y no en porcentaje de Pm1, resulta más rentable el servicio de interrumpibilidad para consumidores planos que para modulados, ya que, como se vio, los consumidores modulados únicamente alcanzan retribuciones mayores que los planos cuando ofrecen gran parte de su potencia como interrumpible. Esto queda claramente representado en la figura 7.15.

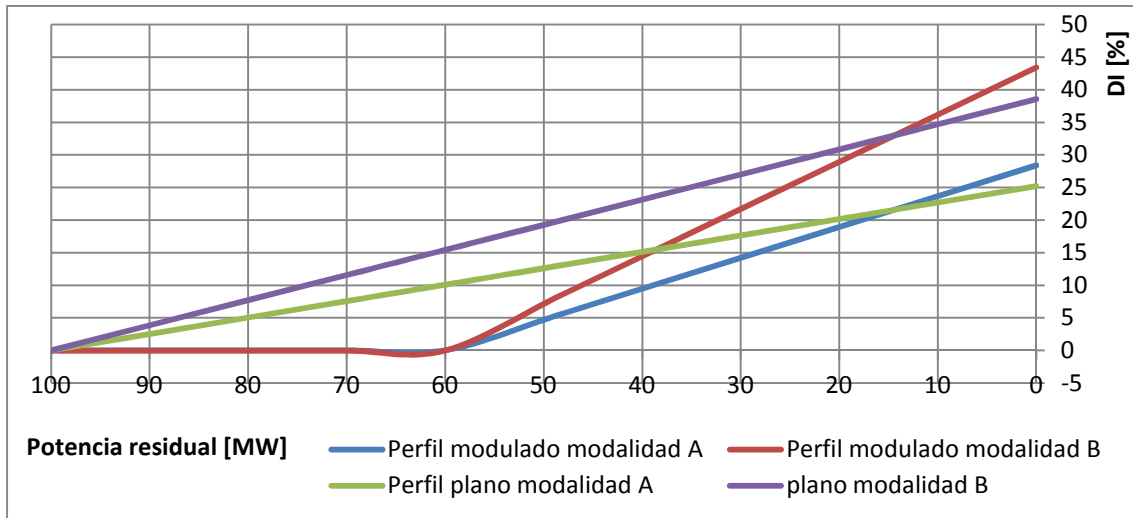


Figura 7.15 Comparativa descuentos obtenidos perfil plano y modular (coeficiente de modulación de 0,6) con distintas potencias residuales expresadas en MW

Por otra parte, aunque los resultados obtenidos se hayan hecho suponiendo un consumo medio anual de 100MW·h, los descuentos y retribuciones obtenidos habrían sido exactamente los mismo para cualesquiera valores de potencia, si la potencia residual (en tanto por ciento respecto a  $P_{m1}$ ) y coeficiente de modulación se mantienen constantes.

No obstante, los consumidores industriales están sujetos, en lo relativo a su modo de consumo de energía, a los procesos y actividades que desarrollen, no siendo posible decidir cómo quieren realizar su consumo, en cada momento.

Algunos consumidores industriales pueden tratar de adaptar sus perfiles para cumplir las exigencias requeridas por la ITC 2370/2007 y poder prestar el servicio de interrumpibilidad aprovechándose así de los beneficios económicos que esto ofrece. En algunos casos esta flexibilidad les permite moldear su consumo buscando modelos más rentables para la prestación del servicio, que a la vez colaboran en el aplanamiento de la curva de demanda global, al tiempo que ofrecen al sistema una cierta potencia interrumpible para solución de eventuales situaciones puntuales por el OS.



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad



## 8. CONCLUSIONES

La realización de este trabajo ha comprendido diversas tareas de investigación y análisis que se enumeran a continuación:

- Se ha hecho un estudio de situación del sistema eléctrico español, prestando especial atención a los problemas y retos a los que se enfrente en un futuro cercano.
- Se ha hecho un análisis del concepto de “gestión de la demanda eléctrica”, explicando sus distintas medidas y localizando allí el concepto de “interrumpibilidad”, como parte principal del presente trabajo. Sobre esta medida de gestión de la demanda, en particular, se han explicado las ventajas que obtiene el sistema eléctrico al completo por el uso de esta herramienta.
- Se realizó un estudio en profundidad de la normativa eléctrica española en que regula el Servicio de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad, la ITC 1370/2007, explicando sus pormenores, y extrayendo lo más importante de la misma.
- Se ha diseñado una aplicación informática mediante la implementación de las fórmulas detalladas en la ITC 2370/2007 en el programa MS Excel y el plug-in asociado al mismo Oracle Crystal Ball, que permite el análisis en más profundidad de los resultados obtenidos, así como una simulación mediante la implementación de múltiples valores a cada variable/parámetro de las fórmulas, permitiendo analizar el espectro de posibles resultados, y buscar soluciones óptimas a los objetivos que el usuario marque.
- Se han estimado las retribuciones que podrían obtener, en varios casos modelados de consumidores susceptibles de ofertar el servicio de interrumpibilidad, con distintos tipos de contrato, y distintas condiciones contractuales.
- Mediante el uso de la aplicación informática diseñada, se ha hecho un estudio de optimización en varios casos, para obtener los modelos de consumidores y condiciones contractuales con mayores retribuciones posibles.
- Con todos los datos obtenidos se ha hecho un estudio comparativo y se han extraído las conclusiones oportunas.



## Proyecto fin de carrera: Sistema de Gestión de Demanda de Interrumpibilidad

El desarrollo de estas tareas me ha aportado personalmente:

- Ampliar mis conocimientos sobre los diferentes agentes del mercado eléctrico, especialmente sobre la importante labor del Operador del Sistema Eléctrico.
- Adentrarme en el importantísimo concepto de la gestión de la demanda, como herramienta para garantizar la correcta operación de un sistema eléctrico.
- El conocimiento de cuestiones legales y de normativa técnica, referentes al sistema eléctrico español.
- El aprendizaje en la búsqueda de información de temas específicos, así como la contrastación de las fuentes por cuenta propia.
- El conocimiento y el aprendizaje, a nivel medio, de la potentísima aplicación Oracle Crystal Ball, para fórmulas con variables de valor estadístico, y para el análisis de optimización de complejas fórmulas matemáticas de cualquier ámbito.





## 9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Orden ITC 2370/2007, MITYC, 2007 (26/07/2007, en BOE 03/08/2007)  
[http://www.ree.es/operacion/pdf/interrumpibilidad/Orden\\_ITC\\_2370\\_2007.pdf](http://www.ree.es/operacion/pdf/interrumpibilidad/Orden_ITC_2370_2007.pdf)
2. Procedimiento de Operación 14.9, Liquidación y facturación del servicio de interrumpibilidad prestado por consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, MITYC, 2008(en BOE 11/03/2008)  
[http://www.ree.es/operacion/pdf/po/PO\\_resol\\_27feb2008\\_14.9.pdf](http://www.ree.es/operacion/pdf/po/PO_resol_27feb2008_14.9.pdf)
3. Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011 (PANER 2011), Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2010.  
<http://www.mityc.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Paginas/paner.aspx>
4. Avance del informe eléctrico anual 2010, REE, 2011.  
[http://www.ree.es/sistema\\_electrico/informeSEE-avance2010.asp](http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE-avance2010.asp)
5. Sistema de ejecución y control de la interrumpibilidad Rev. 6.24 , REE, 2009  
[http://www.ree.es/operacion/pdf/interrumpibilidad/Protocolo\\_SCECI\\_6\\_2\\_4.pdf](http://www.ree.es/operacion/pdf/interrumpibilidad/Protocolo_SCECI_6_2_4.pdf)
6. Informe de caracterización de clientes eléctricos nacionales acogidos a tarifas integrales con complemento de interrumpibilidad, CNE, 2005  
[http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IT005\\_05.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IT005_05.pdf)